

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIERS R-3669-2008
PHASE 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2009
DE TRANSÉNERGIE
PHASE 2

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur (TransÉnergie)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

ARGUMENTATION EN PHASE 2

M^e Dominique Neuman, LL.B.
Procureur

Avec la collaboration de
Monsieur Jacques Fontaine, ing.
Monsieur Jean-Claude Deslauriers, ing.

Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 4 juillet 2011

TABLE DES MATIÈRES

1 - PRÉSENTATION	1
2 - L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER ET LES PRINCIPES JURIDIQUES LE GUIDANT	3
3 - LA PERTINENCE D'ÉVITER LE RISQUE DE DÉCISIONS AMÉRICAINES REFUSANT L'ACCÈS NON DISCRIMINATOIRE À HYDRO-QUÉBEC POUR CAUSE DE NON RÉCIPROCITÉ	15
4 - THÈME 9 : LES NOUVELLES OPTIONS ALTERNATIVES DE SERVICE : LE SERVICE FERME CONDITIONNEL, LA RÉDUCTION AUTOMATIQUE DE SERVICE ET LA NOUVELLE RÉPARTITION DE LA PRODUCTION À DURÉE INDÉTERMINÉE (ART. 1.15, 14.7, 15.4, 19.1, 19.3, 27, 32.3, 40.3)	21
5 - THÈME 3 : L'ASSUJETTISSEMENT DE LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE À UN PROCESSUS DE CONSULTATION PLUS ÉLABORÉ.....	28
5.1 L'OBJET DU THÈME 3.....	28
5.2 LES MOTIFS AU SOUTIEN D'UN PROCESSUS DE CONSULTATION PLUS ÉTENDU SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE	32
5.3 LA RECOMMANDATION DE SÉ-AQLPA QUANT À L'ASSUJETTISSEMENT DE LA PLANIFICATION DE RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE À UN PROCESSUS DE CONSULTATION PLUS ÉLABORÉ	65
6 - THÈME 1 ET PARTIE DU THÈME 16 : LA RÉCIPROCITÉ (ART. 6) ET LA DÉFINITION DE L'AFFILIÉ (ART. 1.2)	67
7 - THÈME 2 : LE CALCUL DE LA CAPACITÉ DE TRANSFERT DISPONIBLE (ATC).....	69
7.1 LA CAPACITÉ DE TRANSIT COMMERCIALISABLE AFFICHÉE.....	69
7.2 LE SERVICE FERME CONDITIONNEL ET LA CAPACITÉ DE TRANSIT.....	71
7.3 EXAMEN DÉTAILLÉ DE L'APPENDICE C-1 PROPOSÉ QUANT AU CALCUL DES CAPACITÉS DE TRANSIT	73
8 - THÈME 4 : LES ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON.....	96

9 - THÈME 5 : LES CRÉDITS POUR CLIENTS EN RÉSEAU INTÉGRÉ.....	97
10 - THÈME 6 : LA CESSION ET REVENTE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT	98
11 - THÈME 7 : LES PÉNALITÉS	99
12 - THÈME 8 : LES AUTRES SERVICES COMPLÉMENTAIRES.....	101
13 - THÈME 10 : LA PRIORITÉ DE RENOUVELLEMENT	103
14 - THÈME 11 : LES DÉLAIS ET PROCÉDURES D'ACQUISITION DU SERVICE DE TRANSPORT	106
15 - THÈME 12 : LA DÉSIGNATION DES RESSOURCES EN RÉSEAU, JUSTIFICATION ET SUPPRESSION	107
16 - THÈME 13 : LE SERVICE SECONDAIRE	111
17 - THÈME 14 : LA NORMALISATION DES RÈGLES ET PRATIQUES D'AFFAIRES.....	112
18 - THÈME 15 : LA SOLVABILITÉ.....	120
19 - THÈME 16 : LES DÉFINITIONS	121
20 - CONCLUSION.....	122

1

PRÉSENTATION

1 - La Régie de l'énergie est saisie, en la présente Phase 2 du dossier R-3669-2008, d'une demande d'Hydro-Québec TransÉnergie (ci-après « *TransÉnergie* » ou « *le Transporteur* ») visant, en vertu des articles 48 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après « *la Loi* »), à modifier différents aspects de ses *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, « *en lien avec* » certaines ordonnances de la *Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC)*, particulièrement les ordonnances 890, 890A, 890B, 890C et 890D de la FERC.¹

2 - La présente argumentation constitue les représentations de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et de l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* sur cette demande.

3 - Afin de faciliter la lecture, nous avons maintenu la numérotation des recommandations formulées dans leur rapport² par nos témoins-experts, Messieurs Jacques

¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Décision D-2009-008, pages 2 et 3.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Décision D-2009-051, page 1, parag. 1 et 2.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Décision D-2010-058, page 4 (parag. 1) et page 8 (parag. 27-28).

² **Jean-Claude DESLAURIERS et Jacques FONTAINE (témoins-experts pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques (SÉ-**

Fontaine et Jean-Claude Deslauriers, en y apportant des modifications le cas échéant, et en ajoutant des nouvelles lorsqu'applicable. De ce fait, les recommandations à la présente argumentation peuvent ne pas apparaître dans l'ordre numérique.

De plus, tout comme TransÉnergie l'a fait dans sa propre plaidoirie, nous traitons les thèmes du présent dossier dans un ordre différent de celui des numéros de ces thèmes. Nous débutons par le thème 9 (Les nouvelles options alternatives de service : le service ferme conditionnel, la réduction automatique de service et la nouvelle répartition de la production à durée indéterminée), puis le thème 3 (l'assujettissement de la planification du réseau de TransÉnergie à un processus de consultation plus élaboré), et ensuite les autres thèmes dans l'ordre numérique de 1 à 16 (en incluant toutefois, au fur et à mesure de l'étude de chacun de ces thèmes, certaines des modifications aux définitions correspondantes du thème 16).

AQLPA)), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce C-10-47, v.r. SÉ-AQLPA-4, Document 1 (et précision C-10-46, SÉ-AQLPA-4, Doc. 2).

2

L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER ET LES PRINCIPES JURIDIQUES LE GUIDANT

4 - Il est important de noter que la Régie de l'énergie, de façon répétée, a bien défini l'objet du présent dossier comme visant à examiner l'opportunité d'apporter des modifications à ses *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* **« en lien avec »** les ordonnances précitées de la FERC.³

5 - Modifier les *Tarifs et conditions* **« en lien avec »** ces ordonnances de la FERC ne signifie pas qu'il faille nécessairement :

- a) apporter au Québec des modifications qui soient « *mot à mot* » similaires à celles prescrites par la FERC aux États-Unis ni
- b) s'abstenir d'apporter au Québec des modifications qui soient **supplémentaires ou différentes** par rapport à celles prescrites par la FERC aux États-Unis ou
- c) s'abstenir d'appliquer de telles modifications **à des circonstances différentes** de celles prévues pour ces modifications par la FERC aux États-Unis.

³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Décision D-2009-008, pages 2 et 3.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Décision D-2009-051, page 1, parag. 1-2.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Décision D-2010-058, page 4 (parag. 1) et page 8 (parag. 27-28).

6 - Dans la partie introductive de son argumentation, TransÉnergie a bien cherché à exprimer cette nuance, **mais de façon toutefois incomplète**, comme nous le voyons plus loin.

En premier lieu, nous sommes en accord avec les passages suivants du plaidoyer de TransÉnergie :

10. La Régie a déjà reconnu qu'elle pouvait tenir compte de la réglementation américaine dans l'exercice de ses pouvoirs *tout en prenant soin de faire les adaptations nécessaires afin de « respecter le contexte législatif québécois et de tenir compte du particularisme du contexte québécois du commerce de l'électricité »*;

➤ *Décision concernant la demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, Décision D-2002-095, 30 avril 2002, p. 18-19 et 342 :*

[...] plusieurs références ont été faites par les participants à des décisions rendues par la FERC. La Régie apprécie connaître la position de la FERC sur divers sujets faisant l'objet de la présente décision, compte tenu notamment du fait que le texte du Règlement 659 est largement similaire à celui du pro forma open Access Transmission Tariff adopté par la FERC dans son Ordonnance 888.

Toutefois, il faut constater que la législation régissant la FERC n'est pas la même que celle en vertu de laquelle la Régie exerce sa compétence. De plus, le contexte québécois du commerce du transport de l'électricité est

différent, à plusieurs égards, de celui dont la FERC doit tenir compte dans l'exercice de sa compétence.

En conséquence, aux fins de la présente décision qui aura pour effet, en vertu de l'article 164 de la Loi, de modifier le Règlement 659, la Régie prend en considération les décisions de la FERC qui ont été portées à son attention par les participants, mais avec la prudence et les nuances que requiert la référence au droit comparé et compte tenu de son devoir de respecter le contexte législatif québécois et de tenir compte du particularisme du contexte québécois du commerce d'électricité. [...]

11. Agir autrement serait une négation de la compétence et des pouvoirs de la Régie en vertu de sa loi habilitante;

12. On rappellera aussi que la FERC rend des ordonnances et impose des mesures fondées sur la réalité et des considérations juridiques, politiques, économiques et sociales américaines dans la mise en oeuvre d'une politique énergétique américaine;

*13. Avant d'importer pour adopter au Québec des amendements indissociables de ces considérations politiques, économiques et sociales américaines, **la Régie doit conclure que ces « importations » mènent à des Tarifs et conditions justes, raisonnables et dans l'intérêt public au Québec;**⁴*

⁴ HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-252, Argumentation, Commentaires introductifs, parag. 10, 11, 12 et 13, citant la FERC. Citation de la FERC soulignée par Hydro-Québec. Texte de TransÉnergie souligné par nous.

7 - TransÉnergie cite aussi avec approbation⁵ les deux extraits suivants de décisions de la Régie de l'énergie allant dans le même sens :

*Dans le cas sous étude, il n'est pas suffisant d'affirmer que la proposition de modification est en conformité avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. Le transporteur doit expliquer en quoi elle est conforme et **ce qui justifie son inclusion au texte des Tarifs et conditions.***⁶

Le Transporteur devra présenter les orientations et les solutions qu'il propose, avec justifications à l'appui, et préciser en quoi les modifications s'appliquent au contexte québécois de transport d'électricité. Il devra, de plus, préciser l'impact sur le régime réglementaire et sa clientèle, soit les clients du service de point à point, du service en réseau intégré et du service pour l'alimentation de la charge locale.⁷

8 - Nous appuyons évidemment ces décisions antérieures précitées et invitons le Tribunal à les confirmer au présent dossier.

⁵ HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-252, Argumentation, Commentaires introductifs, parag. 6, citant la FERC.

⁶ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Décision D-2008-116, p. 7. Souligné en caractère gras par nous.

⁷ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Décision D-2009-008, p. 3. Souligné en caractère gras par nous.

9 - TransÉnergie tient également les propos suivants avec lesquels nous sommes en accord :

4. [...] le contexte réglementaire américain est l'un des éléments dont la Régie peut tenir compte dans l'exercice de ses pouvoirs de tarification ou de surveillance de l'application des Tarifs et conditions au Québec;

5. Évidemment, la Phase 2 est davantage qu'un exercice de conformité ou de réciprocité et ne peut être réduite à l'adoption de principes ou de textes retenus dans d'autres juridictions, qu'elles soient américaines ou canadiennes, sur la foi d'une présomption qu'ils sont appropriés au Québec sans égard aux spécificités ou aux attributs distinctifs du contexte québécois du transport de l'électricité; [...]

7. Les ordonnances de la FERC et la condition de réciprocité sont des considérations pertinentes, comme d'autres considérations que pourrait retenir la Régie pour assurer l'adoption de Tarifs et conditions justes, raisonnables et dans l'intérêt public au Québec;

8. Dans l'exercice de sa compétence, la Régie devra donc donner aux ordonnances de la FERC et à leur contenu une importance relative, par rapport aux autres facteurs pertinents pour l'exercice de sa discrétion, qui sera tributaire de la nature des sujets abordés et de l'ensemble des circonstances qui s'y rattachent;

9. Lors de cet exercice, la Régie devra également et nécessairement tenir compte des facteurs suivants :

a) **les particularités de l'industrie de l'électricité au Québec et, notamment, la nature principalement hydraulique de la production;**

b) **les particularités du réseau du Transporteur;**

c) la réalité commerciale dans laquelle le Transporteur et sa clientèle évoluent;

d) les Tarifs et conditions actuels (qui divergent déjà du tarif pro forma précédant l'ordonnance 890 suite à leur approbation par la Régie);

e) **la législation et la réglementation applicables au Transporteur;**⁸

⁸ HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-252, Argumentation, Commentaires introductifs, parag. 4, 5, 7, 8, 9. Souligné en caractères gras par nous.

10 - Pourtant, malgré ces propos très justes, TransÉnergie semble avoir opéré un « glissement » qui vient déformer ses raisonnements qui précèdent.

En effet, sans expliciter clairement ce « *glissement de raisonnement* » TransÉnergie ne propose pas seulement à la Régie d'accepter les modifications aux *Tarifs et conditions* que la FERC prescrit aux États-Unis et qui seraient également souhaitables en droit québécois. **TransÉnergie propose de plus à la Régie de refuser des modifications aux *Tarifs et conditions* souhaitables en droit québécois s'il est démontré que la FERC n'exigerait pas ces mêmes modifications si elle avait juridiction au Québec. Un tel « *glissement de raisonnement* » de la part de TransÉnergie équivaut à demander à la Régie de l'énergie du Québec de refuser d'exercer sa juridiction en vertu du droit québécois, le seul qui lui est applicable et de se limiter à n'édicter des modifications aux *Tarifs et conditions* que si elles sont simultanément conformes au droit québécois et au droit américain.**

11 - Nous soumettons respectueusement qu'au contraire les seules règles législatives que la Régie de l'énergie a l'obligation de suivre afin de déterminer si des modifications doivent ou non être apportées au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* sont celles édictées par le droit québécois, particulièrement les articles 5 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* :

Loi sur la Régie de l'énergie, c. R-6.01, art. 5

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.

Loi sur la Régie de l'énergie, c. R-6.01, art. 49 (extraits)

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité [...], la Régie doit notamment:

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime **prudemment acquis et utiles** pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité [...];

4° favoriser des mesures ou **des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité** [...] et la satisfaction des besoins des consommateurs; [...]

7° s'assurer que les tarifs et **autres conditions applicables** à la prestation du service **sont justes et raisonnables**; [...]

9° tenir compte de la **qualité** de la prestation du service; [...]

12 - Hydro-Québec TransÉnergie et la Régie de l'énergie ne sont pas sujettes à la juridiction de la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis (FERC) ni à celle de toute autre régie ou commission hors Québec.

La seule pertinence d'examiner si un texte proposé de *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* ressemble à celui des règles applicables dans d'autres juridiction (telles qu'aux règles édictées par la FERC), est de deux ordres :

- **Premièrement, il y a lieu d'examiner le risque d'une décision américaine qui empêcherait la filiale commerçante d'Hydro-Québec d'accéder à des marchés hors Québec à des conditions non discriminatoires pour motif de non réciprocité des conditions offertes par sa filiale TransÉnergie.**

Ce risque se situe à deux niveaux.

- D'une part, le droit américain exige que tout commerçant en électricité (*marketer*) dont un affilié exploite lui-même un réseau de transport d'électricité ne puisse obtenir de la FERC un statut lui permettant l'accès non discriminatoire au marché américain que s'il démontre que son affilié offre, par ses tarifs et conditions, l'accès à son réseau à des conditions réciproques.
- D'autre part, chaque réseau américain peut lui-même exiger contractuellement des conditions de réciprocité égales ou plus exigeantes que celles prescrites par la FERC, comme condition d'accès non discriminatoire d'un client à ses tarifs et conditions.

Il y a donc lieu de vérifier s'il existe **un risque** que la filiale d'exportation (*marketer*) d'Hydro-Québec Production perde son statut d'accès non

discriminatoire à des marchés hors Québec et les avantages qu'il confère, au motif que la filiale de TransÉnergie ne respecterait pas les règles de réciprocité prescrites par la FERC ou d'éventuelles règles de réciprocité plus exigeantes imposées contractuellement par les transporteurs de ces autres juridictions.

La Régie de l'énergie évaluerait ce risque en fonction de la meilleure connaissance et compréhension qu'elle peut avoir des décisions de non-conformité que pourraient rendre la FERC et les transporteurs de ces autres juridictions.

Si, de l'avis de la Régie de l'énergie, il existe un risque de perte du droit d'accès non discriminatoire d'Hydro-Québec (*marketer*) dans ces marchés, la Régie aura alors à examiner **dans quelle mesure ce risque devrait ou non constituer une préoccupation déterminante pour elle en vertu des articles 5 et 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie**, notamment si ce risque de perte de ce statut porte atteinte à l'intérêt public, au développement durable ou à l'équité au plan individuel comme au plan collectif ou au caractère juste et raisonnable des tarifs et conditions.

- **Deuxièmement, la Régie peut, dans la cadre de sa propre juridiction, s'inspirer des usages réglementaires existants hors du Québec (indépendamment de toute exigence de réciprocité) :**

Indépendamment de toute question de réciprocité et de perte de statut d'accès non discriminatoire d'Hydro-Québec sur les marchés hors Québec, la Régie peut en effet vouloir **s'inspirer** de ce qui se fait ailleurs, en matière réglementaire, pour des raisons d'intérêt public, de justesse et raisonnable des tarifs et conditions ou d'autres motifs prévus aux articles 5 et 49 de la *Loi*.

Il ne s'agit alors pas de vérifier la conformité du *mot à mot* des règles de part et d'autre de nos frontières, mais de vérifier par exemple s'il est souhaitable que le Québec maintienne des pratiques réglementaires différentes ou similaires à celles qui existent en d'autres endroits de l'Amérique du Nord.

Par exemple et de façon plus imagée, l'on peut se demander s'il est souhaitable ou non que le Québec devienne ou demeure un îlot d'opacité et de fermeture à la consultation des parties prenantes en matière de planification du réseau, perdu dans une mer nord-américaine de transparence et d'ouverture à la consultation (et ce même à supposer qu'aucune règle de réciprocité n'oblige le Québec à devenir transparent et ouvert à cet égard.

13 - En résumé donc, au présent dossier, toute discussion sur les règles applicables dans d'autres juridictions, telles que des règles édictées par la FERC, n'aura donc été pertinente que dans la mesure où elle se rattache à l'une ou l'autre des deux considérations susdites :

- **Premièrement, le risque d'une décision américaine qui empêcherait la filiale commerçante d'Hydro-Québec d'accéder à des marchés hors Québec à des conditions non discriminatoires pour motif de non réciprocité des conditions offertes par sa filiale TransÉnergie.**
- **Deuxièmement, l'inspiration provenant des usages nord-américains (indépendamment de toute exigence de réciprocité).**

Ces deux considérations doivent elles-mêmes être évaluées par la Régie de l'énergie en fonction des articles 5 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, notamment

en fonction de l'intérêt public, du développement durable, de l'équité au plan individuel comme au plan collectif et du caractère juste et raisonnable des *Tarifs et conditions*.

14 - Suite à cet examen, la Régie de l'énergie pourra alors décider, selon le cas, d'inclure ou non aux *Tarifs et conditions* de TransÉnergie des modifications inspirées du droit américain, mais, comme nous l'avons vu plus haut :

- a) sans obligation d'en copier le texte « *mot à mot* »,
- b) sans obligation de s'abstenir d'apporter au Québec des modifications qui soient **supplémentaires ou différentes** par rapport à celles prescrites par la FERC aux États-Unis et
- c) sans obligation de s'abstenir d'appliquer de telles modifications **à des circonstances différentes** de celles prévues pour ces modifications par la FERC aux États-Unis.

3

**LA PERTINENCE D'ÉVITER LE RISQUE DE DÉCISIONS AMÉRICAINES REFUSANT
L'ACCÈS NON DISCRIMINATOIRE À HYDRO-QUÉBEC POUR CAUSE DE NON RÉCIPROCITÉ**

15 - Nous soumettons respectueusement qu'au sens de l'article 5 de la *Loi*, il est dans l'intérêt public et conforme au développement durable et à l'équité au plan individuel comme au plan collectif que la Régie de l'énergie, par les *Tarifs et conditions* de TransÉnergie qu'elle fixe, contribue, dans des limites raisonnables, à aider à ce que la filiale commerciale d'Hydro-Québec puisse continuer à pouvoir exporter dans les marchés hors Québec à des conditions non discriminatoires.

Il serait juste et raisonnable au sens de l'article 49 de la *Loi* que les *Tarifs et conditions* contribuent dans des limites raisonnables, à ainsi aider de telles exportations à des conditions non discriminatoires.

16 - Cette pertinence repose sur deux motifs :

- a)** La Régie a connaissance d'office que les exportations québécoises d'électricité sont essentiellement d'origine hydro-électrique et, à un moindre égard, d'origine éolienne et biomassique, qui sont toutes des énergies renouvelables. De telles exportations peuvent aussi permettre, à la marge, de réduire des formes d'énergie plus polluantes dans ces marchés, notamment quant aux émissions de gaz à effet de serre (GES) et aux

émissions d'autres polluants atmosphériques (NO_x, SO₂, particules fines, COV).⁹

La Régie de l'énergie a déjà reconnu à plusieurs reprises que la favorisation des énergies renouvelables ainsi que la réduction des émissions atmosphériques constituaient des objectifs réglementaires valables, susceptible de fonder ses décisions :

- La Régie de l'énergie avait exigé que les critères de sélection d'Hydro-Québec Distribution, lors de ses appels d'offres généraux en approvisionnement d'électricité, incluent des critères environnementaux et de développement durable (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3470-2001, Décision D-2002-169, page 72). La Régie a, par la suite, effectivement approuvé l'inclusion de critères relatifs au caractère renouvelable des sources d'approvisionnement et aux volumes d'émissions atmosphériques de gaz à effet de serre (GES) et d'oxydes d'azote (NO_x) aux fins de l'examen des offres soumises lors des appels d'offres généraux d'Hydro-Québec Distribution (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3525-2004, Décision D-2004-212, confirmée par **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3555-2004, Décision D-2005-216).
- La Régie de l'énergie a accepté que le mécanisme incitatif tarifaire de Gaz Métro comporte un *Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP)*: **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3425-99, Décision D-2000-183; **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3494-2002, Décision D-2004-51; **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3599-2006, Décision D-2007-47.

⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3526-2004, Avis A-2004-01, page 113, Tableau B-8.

- La Régie de l'énergie a accepté que la performance de Gaz Métro quant à la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre figure parmi les indices de qualités de service entrant dans le calcul de son mécanisme incitatif tarifaire : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3494-2002, Décision D-2004-51; **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3599-2006, Décision D-2007-47.
- La Régie de l'énergie a accepté que l'accès au tarif de dépannage LD non ferme d'Hydro-Québec Distribution soit limité aux seuls clients autoproducteurs à partir de biomasse forestière : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3466-2001, Décision D-2002-47, section 3, pages 16-18.
- La Régie de l'énergie a accepté que l'option de mesurage net d'Hydro-Québec Distribution soit réservée aux seuls autoproducteurs d'énergies renouvelables admissibles (l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne, l'énergie photovoltaïque, les biogaz, la biomasse forestière de résidus seulement et la géothermie pour fins de production d'électricité) : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3551-2004, Décision D-2006-28, section 3.4, page 6.
- La Régie de l'énergie a requis qu'une valeur soit accordée à la réduction des émissions atmosphériques de gaz à effet de serre (GES) aux fins de l'analyse économique des options de jumelage éolien-diesel en réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3550-2004, Décision D-2005-178, pages 33-34.
- La Régie de l'énergie a tenu compte de la réduction des émissions atmosphériques, lors de son choix d'approuver une entente de suspension entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy

(TCE) pour la centrale thermique de Bécancour : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3649-2007, Décision D-2007-134, pages 15-16; **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3673-2008, Décision D-2008-114, pages 14-15.

- b) Les exportations d'électricité ont, jusqu'à présent, amené d'importants revenus à Hydro-Québec, pour lesquels, en tant que Société d'État, celle-ci verse des redevances au gouvernement du Québec, ce qui contribue au financement des activités et services gouvernementaux dont bénéficient les Québécois.

Le 11 décembre 1996, le préambule du décret d'adoption du premier règlement tarifaire de transport d'électricité au Québec, le *Règlement 652* d'Hydro-Québec, énonçait d'ailleurs l'objectif du gouvernement du Québec de maintenir l'accès non discriminatoire d'Hydro-Québec aux marchés américains :

-le nouveau cadre réglementaire pour le transport en gros de l'électricité entrera en vigueur le 1^{er} mai 1997;

-des ventes potentielles d'Hydro-Québec aux États-Unis seront vulnérables à des plaintes de concurrents si la Société ne se conforme pas au nouveau cadre réglementaire en déposant devant la «Federal Energy Regulatory Commission» une demande d'autorisation de vendre de l'électricité aux prix du marché et un règlement sur les conditions et les tarifs de transport en gros de l'électricité approuvé par le gouvernement;

-Hydro-Québec pourra profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis dès qu'elle pourra se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire américain;¹⁰

Le 5 mars 1997, le préambule du décret approuvant l'actuel *Règlement 659*, en remplacement du *Règlement 652*, confirmait cette volonté gouvernementale :

-Hydro-Québec s'apprête à déposer devant la «Federal Energy Regulatory Commission» une nouvelle demande visant à obtenir un statut de négociant sur le marché de gros de l'électricité accompagné du règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau, approuvé par le gouvernement;

-Hydro-Québec pourra profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis dès qu'elle pourra se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire américain;¹¹

Le *Règlement 659* constituait alors une transcription presque *verbatim* du *Tarif pro forma* (OATT) édicté par l'*Ordonnance 888* de la FERC.¹² (Les

¹⁰ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, Décret 1559-96 concernant le *Règlement numéro 652 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité*, 11 décembre 1996, (1996) 128 G.O.// 7387, préambule.

¹¹ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, Décret 276-97 concernant le *règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*, 5 mars 1997, (1997) 129 G.O.// 1248, préambule.

¹² La FERC affirmait même : "In this case, H.Q. Energy has submitted proposed transmission tariffs under which Hydro-Quebec will provide transmission service that are virtually identical to the Open Access Rule pro forma tariff. The main difference is that while the pro forma tariff refers to the

décisions ultérieures de la Régie de l'énergie ont toutefois depuis lors apporté diverses modifications à ce texte.)

17 - Le maintien du droit de la filiale commerciale d'Hydro-Québec de pouvoir continuer d'exporter dans les marchés hors Québec à des conditions non discriminatoires constitue donc clairement un cas où l'intérêt environnemental rejoint l'intérêt économique du Québec.

18 - Le maintien de ce droit n'est toutefois pas un absolu.

S'il devait être constaté que le maintien de ce droit ne peut être réalisé qu'au prix de conditions de réciprocité (chez TransÉnergie) qui seraient nuisibles à l'intérêt public québécois, la Régie aura alors la lourde tâche d'arbitrer entre l'ensemble des considérations pertinentes afin de déterminer s'il est préférable pour le Québec de risquer de perdre l'accès québécois non discriminatoire aux marchés américains ou s'il lui est au contraire préférable d'accepter des conditions de réciprocité nuisibles.

Commission as the applicable regulatory agency, these tariffs refer to the Regie. [...] Similarly, the proposed tariffs substitute Canadian law for United States law -- e.g., Canadian commercial law in lieu of the Uniform Commercial Code." (In re: H.Q. Energy services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates, FERC Docket No. ER97-851-000, May 9, 1997, pp. 6-7. Published under 79 FERC 61,152 (1997)).

4

THÈME 9 : LES NOUVELLES OPTIONS ALTERNATIVES DE SERVICE : LE SERVICE FERME CONDITIONNEL, LA RÉDUCTION AUTOMATIQUE DE SERVICE ET LA NOUVELLE RÉPARTITION DE LA PRODUCTION À DURÉE INDÉTERMINÉE (Art. 1.15, 14.7, 15.4, 19.1, 19.3, 27, 32.3, 40.3)

19 - Au présent dossier, en s'inspirant de la FERC, TransÉnergie propose d'ajouter aux *Tarifs et conditions* trois nouvelles options permettant **une planification économiquement et environnementalement plus efficace** de son offre de service de transport :

- La possibilité pour un client de point à point ferme de choisir un service ferme conditionnel, modulé au cas par cas suivant entente avec le client, permettant de réduire le service durant un certain nombre prédéfini ou lors de « *conditions de réseau* » prédéfinies.
- La possibilité pour les clients en réseau intégré et de charge locale d'opter similairement pour une réduction automatique du service
- La possibilité à durée indéterminée d'une nouvelle répartition par TransÉnergie de la production reçue existante.

Ces modifications constituent le thème 9 du présent dossier.

20 - Ces trois nouvelles options apportent une perspective nouvelle dans la manière de concevoir la planification du réseau de TransÉnergie à l'avenir.

21 - Elles constitueraient des alternatives, temporaires ou de durée indéterminée, à des ajouts au réseau.

Celles-ci permettent de faire face aux « conditions de réseau » définies à l'article 1.15 des *Tarifs et conditions* proposées comme étant « *des conditions relevées dans le réseau du Transporteur ou dans un réseau voisin, comme l'encombrement d'un élément de transport, qui pourraient entraîner une réduction du service de transport ferme de point à point à long terme selon l'ordre de priorité établi à l'article 13.6* ».

22 - TransÉnergie explique que le service de point à point ferme conditionnel permet de faire place à des transactions supplémentaires et favorise l'utilisation optimale à long terme du réseau¹³, ce qui pourrait se traduire par un impact à la baisse sur le coût unitaire et donc les tarifs de transport, tout en réduisant ou retardant le besoin d'équipements supplémentaires. Il appartient par ailleurs au client qui demande ce service de déterminer au préalable si sa fiabilité moindre lui est acceptable.

La FERC aussi note :

*Instead of denying a long-term request for point-to-point service because as little as one hour of service is unavailable, transmission providers must now consider their ability to offer a modified form of planning redispatch or a new conditional firm option to accommodate the request. **This increases***

¹³ HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-2, Document 1, Fiche de l'article 1.15 notamment.

opportunities to efficiently utilize transmission by eliminating artificial barriers to use of the grid. ¹⁴ [Souligné et caractère gras par nous]

Ce nouveau service de transport ferme conditionnel semble donc répondre à l'une de nos préoccupations de base, selon laquelle *les Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec et les processus mis en place par ceux-ci doivent être conçus de manière à permettre de maximiser l'usage des équipements existants*, tout en assurant un équilibre entre cette maximisation et le niveau acceptable de fiabilité devant être maintenu.

23 - Le Transporteur indique que l'option de réduction automatique qu'il propose d'offrir aux clients du service en réseau intégré et de charge locale (articles 32.3 et 40.3 des *Tarifs et conditions*) vise à leur fournir une option comparable à celle qui serait offerte aux clients de point à point par le service ferme conditionnel. ¹⁵

24 - TransÉnergie précise par ailleurs que, tout comme le service ferme conditionnel, l'option de nouvelle répartition des ressources permet de faire place à des transactions supplémentaires « *et favorise l'utilisation optimale à long terme du réseau du Transporteur* ». ¹⁶

¹⁴ UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), Dockets Nos. RM05-17-001, RM05-17-002, RM05-25-001 and RM05-25-002, *Order No. 890A. Order on Rehearing and Clarification*, December 28, 2007, 121 FERC 61,297. Reproduit sous : HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-6, Document 1.

¹⁵ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-250, Argumentation, Thème 9, page 7, parag. 24.

¹⁶ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-250, Argumentation, Thème 9, page 9, parag. 32.

25 - Nous invitons la Régie de l'énergie à accepter ces modifications et faisons nôtres (avec ajustement ci-après) les recommandations 1 et 2 de nos témoins-experts Messieurs Jacques Fontaine et Jean-Claude Deslauriers :

RECOMMANDATION NO. 1 (MODIFIÉE) :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'ajout, aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, de la définition des « conditions de réseau », de l'offre d'un service de transport point à point ferme conditionnel, d'une option de réduction automatique du service en réseau intégré ou de charge locale, ainsi que de l'option d'une nouvelle répartition de la production reçue par TransÉnergie, le tout tel que proposé par Hydro-Québec (TransÉnergie) aux articles 1.15, 14.7, 15.4, 19.1, 19.3, 27, 32.3 et 40.3.

RECOMMANDATION NO. 2 :

Afin d'encadrer les cas où le service de point à point ferme conditionnel est offert à titre temporaire transitoire, nous recommandons à la Régie de l'énergie, de requérir à l'article 15.4 des *Tarifs et conditions* que la durée maximale de la période temporaire transitoire soit spécifiée à la convention-client, en étant évidemment sujette à un mécanisme de prolongation en cas de retard dans la mise en service des ajouts attendus.

26 - Il est important de noter que l'option de procéder à des ajouts afin de parer aux « conditions de réseau », l'option de service ferme conditionnel et l'option de nouvelle répartition des ressources s'inscrivent toutes trois dans le cadre d'un processus global de planification du réseau, comme l'indiquait la FERC dans la version originale de l'article 15.4 des *Tarifs et conditions* que TransÉnergie propose d'adapter :

15.4 Obligation to Provide Transmission Service that Requires Expansion or Modification of the Transmission System, Redispatch or Conditional Curtailment:

- (a) If the Transmission Provider determines that it cannot accommodate a Completed Application for Firm Point-To-Point Transmission Service because of insufficient capability on its Transmission System, the Transmission Provider will use due diligence to expand or modify its Transmission System to provide the requested Firm Transmission Service, **consistent with its planning obligations in Attachment K**, provided the Transmission Customer agrees to compensate the Transmission Provider for such costs pursuant to the terms of Section 27. **The Transmission Provider will conform to Good Utility Practice and its planning obligations in Attachment K**, in determining the need for new facilities and in the design and construction of such facilities. The obligation applies only to those facilities that the Transmission Provider has the right to expand or modify.
- (b) If the Transmission Provider determines that it cannot accommodate a Completed Application for Firm Point-To-Point Transmission Service because of insufficient capability on its Transmission System, **the Transmission Provider will use due diligence to provide redispatch from its own resources** until (i) Network Upgrades are completed for the Transmission Customer, (ii) the Transmission Provider determines through a biennial reassessment that it can no longer reliably provide the redispatch, or (iii) the Transmission Customer terminates the service because of redispatch changes resulting from the reassessment. A Transmission Provider shall not unreasonably deny self-provided

redispatch or redispatch arranged by the Transmission Customer from a third party resource.

- (c) *If the Transmission Provider determines that it cannot accommodate a Completed Application for Firm Point-To-Point Transmission Service because of insufficient capability on its Transmission System, **the Transmission Provider will offer the Firm Transmission Service with the condition that the Transmission Provider may curtail the service prior to the curtailment of other Firm Transmission Service for a specified number of hours per year or during System Condition(s)**. If the Transmission Customer accepts the service, the Transmission Provider will use due diligence to provide the service until (i) Network Upgrades are completed for the Transmission Customer, (ii) the Transmission Provider determines through a biennial reassessment that it can no longer reliably provide such service, or (iii) the Transmission Customer terminates the service because the reassessment increased the number of hours per year of conditional curtailment or changed the System Conditions.*¹⁷

27 - La définition de la *capacité totale de transport (TTC)* et de la *capacité de transport disponible (ATC)* dépend par ailleurs des « *conditions de réseau* » pour lesquelles ces deux capacités sont mesurées.

En effet, par son Ordonnance 890, la FERC définit comme suit la capacité totale de transport :

¹⁷ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Order Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1, Annexe, feuilles 58-61, art. 15.4. Souligné en caractère gras par nous.

(vi) Total transfer capability or TTC means the amount of electric power that can be moved or transferred reliably from one area to another area of the interconnected transmission systems by way of all transmission lines (or paths) between those areas **under specified system conditions**, or such definition as contained in Commission approved Reliability Standards.¹⁸

Cette définition s'applique à TransÉnergie, par l'effet des articles 1.26 (qui sera renuméroté 1.33) et 4 des *Tarifs et conditions* de TransÉnergie.

28 - Le thème 9 du présent dossier, avec son introduction de la définition des « *conditions de réseau* », de l'offre d'un service de transport point à point ferme conditionnel, d'une option de réduction automatique du service en réseau intégré ou de charge locale, ainsi que de l'option d'une nouvelle répartition de la production reçue par TransÉnergie, constitue un préambule à nos propos ci-après concernant :

- La planification du réseau.
- Le calcul de la capacité de transport (TTC et ATC).

¹⁸ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Order Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1, pages 1044-1045, 18 CFR Part 37 (OASIS), art. 37.6. Souligné en caractère gras par nous.

5

THÈME 3 : L'ASSUJETTISSEMENT DE LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE À UN PROCESSUS DE CONSULTATION PLUS ÉLABORÉ

5.1 L'OBJET DU THÈME 3

29 - L'enjeu du thème 3 du présent dossier a souvent été défini de façon incorrecte lors des audiences au présent dossier.

30 - La question n'est pas de savoir s'il est souhaitable ou non d'édicter, dans les *Tarifs et conditions* des services de transport d'électricité au Québec, un objet qui se nomme « *Appendice K* ».

La question consiste plutôt à déterminer si, en droit québécois, il est souhaitable de soumettre la planification du réseau de TransÉnergie à un processus de consultation des parties prenantes (« stakeholders ») qui soit plus élaboré qu'actuellement, avec échange actif d'information sur les scénarios possibles de planification du réseau et les données et hypothèses à leur soutien, ainsi que sur les données et hypothèses au soutien du calcul des capacités de transport totales et disponibles (ATC et TTC).

L'appellation d'« *Appendice K* » pour désigner le thème 3 du présent dossier porte à confusion et risque de réduire l'enjeu du thème 3 à la seule question de savoir s'il serait souhaitable ou non de soumettre la planification du réseau de TransÉnergie à ce processus de

consultation plus élaboré de la même manière et pour les mêmes motifs que ceux qui ont amené la FERC à le requérir aux États-Unis dans son Ordonnance 890.

Or là n'est pas la question. C'est plutôt en fonction du seul droit québécois que l'on doit déterminer s'il est souhaitable ou non de soumettre la planification du réseau de TransÉnergie à ce processus de consultation plus élaboré et d'en décider les modalités. Cette détermination doit s'effectuer en fonction des exigences d'intérêt public, de développement durable, d'équité ainsi que de justesse et raisonnablement des conditions de service, telles que le prescrivent les articles 5 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Le risque de perte, par Hydro-Québec, de son droit d'accès non discriminatoire aux marchés américains pour cause de non réciprocité ne constitue qu'un des nombreux motifs pouvant convaincre la Régie de l'énergie d'assujettir la planification de TransÉnergie à un processus de consultation plus élaboré.

En effet, la Régie pourrait fort bien choisir d'assujettir la planification du Transporteur à un tel processus pour d'autres motifs d'intérêt public, de développement durable, d'équité et de justesse et raisonnablement, même sans que ceux-ci soient requis par des motifs de réciprocité.

La Régie pourrait aussi choisir, pour des motifs non liés à la réciprocité, de s'inspirer de ce qui se fait aux États-Unis en termes de consultation, mais sans être tenue de suivre *le mot à mot* de ce processus étranger. Elle dispose en effet de la juridiction nécessaire pour édicter un processus de consultation différent, plus étendu ou moins étendu que celui qui est requis aux États-Unis.

31 - Nous sommes donc, à cet égard, tout à fait en accord avec le paragraphe 11 de l'argumentation de TransÉnergie sur le thème 3 qui se lit comme suit :

11. Le Transporteur soumet que la Régie doit faire preuve de prudence et ne peut suivre aveuglément la FERC sur ce terrain. Agir autrement entraînerait une érosion progressive de la compétence de la Régie de décider selon l'intérêt public québécois conformément à sa loi constitutive;

- *Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., c. R-6.01 (LRÉ), article 5 [N.D.L.R. : **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Thème 3, **Onglet 73**] :*
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.
- *Témoignage de François Hébert en chef, N.S., vol. 3, 20 octobre 2010, p. 78 (ligne 6) à la p. 80 (ligne 3) [N.D.L.R. : **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Thème 3, **Onglet 49**];*
- *Témoignage de Judah Rose en chef, N.S., vol. 3, 20 octobre 2010, p. 133 (ligne 15) à la p. 137 (ligne 13); p. 139 (ligne 12) à la p. 140 (ligne 20) [N.D.L.R. : **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Thème 3, **Onglet 49**];*
- *Contre-interrogatoire de François Hébert par Me André Turmel, N.S., vol. 4, 21 octobre 2010, p. 166 (ligne 11) à la p. 167 (ligne 18) [N.D.L.R. : **HYDRO-QUÉBEC***

TRANSÉNERGIE, Dossier R-3669-2008 Phase 2,
Argumentation, Thème 3, **Onglet 50]**; ¹⁹

32 - La Régie de l'énergie doit en effet décider s'il est souhaitable ou non de soumettre la planification du réseau de TransÉnergie à un processus de consultation plus élaboré non pas en se fondant sur le droit américain mais plutôt en se fondant sur le droit québécois tel que susdit.

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-250, Argumentation, Thème 3, art. 11.

5.2 LES MOTIFS AU SOUTIEN D'UN PROCESSUS DE CONSULTATION PLUS ÉTENDU SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE

33 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* soumettent respectueusement, au présent dossier, que l'assujettissement de la planification de réseau de TransÉnergie à un processus plus élaboré de consultation des parties prenantes (« *stakeholders* ») **est souhaitable au Québec pour les trois raisons suivantes faisant partie du droit applicable au Québec :**

- Cela constituerait une **condition juste et raisonnable** au sens de l'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, en tenant compte aussi des autres composantes de cet article (accroître la possibilité que les actifs soient prudemment acquis et utiles, améliorer la performance du Transporteur et de la qualité de service, etc.).
- Cela est **d'intérêt public**, tel que prévu par l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.
- Cela s'inscrit dans le cadre des principes **de développement durable** et **d'équité sur le plan individuel et collectif** prévus par l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

34 - Il est, à ce sujet, important de noter qu'au présent dossier, aucune partie ne plaide que l'assujettissement de la planification de réseau de TransÉnergie à un processus de consultation plus élaboré serait nuisible au Québec.

Tout au plus, TransÉnergie plaide qu'un tel processus de consultation plus élaboré ne serait pas nécessaire ni requis par les exigences de la réciprocité.

35 - Les motifs d'intérêt public, de développement durable, d'équité, de justesse et de raisonnable d'assujettir la planification de réseau de TransÉnergie à un processus de consultation plus élaboré sont multiples. En effet :

- TransÉnergie est une unité d'une Société d'État.
- La très grande majorité des besoins dont TransÉnergie doit tenir compte dans la planification de son réseau sont ceux de sa charge locale (servie par Hydro-Québec Distribution) et du principal producteur et exportateur québécois (Hydro-Québec Production), toutes deux des unités de la Société d'État.
- La planification sur 10 ans des besoins et moyens d'approvisionnement Hydro-Québec Distribution (dont sa planification des mesures d'efficacité énergétique) fait déjà l'objet d'une audience publique triennale de la part de la Régie de l'énergie sur le *Plan d'approvisionnement* du Distributeur, en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Or, la planification des besoins et moyens de transport d'électricité requis pour la charge locale sur le réseau principal constitue en grande partie la continuation de cet exercice de planification du Distributeur.

- Dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution, l'ensemble des besoins et moyens de production, transport et distribution est déjà examiné lors de cette audience publique triennale de la part de la Régie de l'énergie sur le *Plan d'approvisionnement* du Distributeur.

- Plus généralement, il existe au Québec une culture législative favorisant la consultation du public sur des questions de planification, qu'il s'agisse de la planification du territoire et du développement des municipalités et des *Municipalités régionales de comté (MRC)* en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*²⁰ ou, au niveau macro-régional, par les *Conférences régionales des élus (CRÉ)*, incluant leurs *Commissions régionales sur les ressources naturelles et le territoire (CRRNT)* constituées en vertu de la *Loi sur le Ministre des Affaires municipales, des Régions et de et de l'Occupation du territoire (MAMROT)*²¹. La *Charte de la Ville de Montréal* a constitué par ailleurs l'*Office de consultation publique de Montréal (OCPM)*.²²

- Dans un autre ordre d'idée, la Régie de l'énergie a déjà décidé que les définitions du développement durable contenues à la *Loi sur le développement durable* pouvaient servir à l'interprétation de cette même notion contenue à l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* :

aux fins de l'application de l'article 5 de la Loi, la Régie adhère à la définition de développement durable donnée à

²⁰ *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, L.R.Q., c. A-19.1.

²¹ *Loi sur le Ministre des Affaires municipales, des Régions et de et de l'Occupation du territoire*, L.R.Q., c. M-22.1, art. 21.7.

²² *Charte de la ville de Montréal*, L.R.Q., c. C-11.4, art. 75.

l'article 2 de la LDD.²³ Cette définition fait référence au caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement.²⁴

Or deux des composantes du développement durable selon l'article 6 de la *Loi sur le développement durable* consistent justement dans la participation et l'engagement des citoyens et des groupes à la planification ainsi que l'accès au savoir :

e) «participation et engagement»: *la participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique;*

f) «accès au savoir»: les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective du public à la mise en oeuvre du développement durable;²⁵

- Or, lors de l'étude de chaque investissement individuel sur le réseau de transport selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie a

²³ Cité par la Régie : L.R.Q., c. D-8.1.1 : « 2. Dans le cadre des mesures proposées, le «développement durable» s'entend d'un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement ».

²⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3721-2010, Décision D-2010-061, R. Duquette, parag. 66.

²⁵ *Loi sur le développement durable*, L.R.Q., c. D-8.1.1, art 6 (e) et (f)..

statué que sa juridiction se limitait à autoriser ou refuser l'investissement proposé ou, à la rigueur, à suspendre son dossier ou émettre une autorisation conditionnelle.²⁶

La Régie a statué ne pas avoir, à cette occasion, la compétence requise pour modifier le projet d'investissement ou se prononcer sur la justesse de la planification dans laquelle elle s'inscrit.

Ainsi, l'affirme la Régie au dossier R-3623-2007 (HQD- Kuujuuaq) :

*Dans le cadre de l'application de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi) et du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie (le Règlement), **la Régie approuve ou refuse un projet sur la base des renseignements fournis.** [...]*

Un intervenant peut certainement soumettre des arguments ou une preuve, même par expert, pour répondre au Distributeur à cet égard. Il ne faut cependant pas que cela équivaille, en terme d'envergure de la preuve, à élaborer et soumettre à l'approbation de la Régie un nouveau projet. Selon la Loi, c'est le Distributeur qui soumet des projets à l'autorisation de la Régie et non les intervenants.²⁷

²⁶ Voir, quant à la juridiction de rendre ces quatre décisions : **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3598-2006, Décision D-2006-143, page 11.

²⁷ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3623-2007, Décision D-2007-45, pages 4-5.

Au dossier R-3683-2009 (HQT Waconichi), la Régie confirme cette décision antérieure :

La Régie juge cependant nécessaire de préciser que c'est le Projet du Transporteur qu'elle examine, et non un projet alternatif que l'intervenant pourrait vouloir lui soumettre. Tel qu'elle le mentionnait dans sa décision D-2007-45, la Régie approuve ou refuse un projet faisant l'objet d'une demande d'autorisation sur la base des renseignements fournis, dont, le cas échéant, ceux relatifs aux autres solutions que le Transporteur a envisagées. Elle rappelle qu'**un intervenant peut soumettre des arguments ou une preuve pour répondre à ceux du Transporteur et expliquer pourquoi le Projet, tel que présenté, ne devrait pas être autorisé par la Régie, mais que cela ne doit pas équivaloir, en termes d'envergure, à élaborer et à soumettre à l'approbation de la Régie un nouveau projet.**^{28 29}

²⁸ Note infrapaginale dans le texte : Décision D-2007-45, dossier R-3523-2007, pages 4 et 5.

²⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3683-2009, Décision D-2009-014, page 4. Souligné et caractère gras par nous.

De même au dossier R-3696-2009 (HQT mise à niveau du réseau de transport principal) :

*[56] La Régie rappelle que dans le cadre réglementaire actuel, **le choix de la solution et le choix de l'alternative ou des alternatives présentées au dossier sont les prérogatives du demandeur.***³⁰

- De même, lorsque le *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)* est saisi de l'examen d'un projet d'investissement spécifique, sa juridiction se limite à recommander au gouvernement du Québec l'autorisation environnementale de ce projet spécifique avec ou sans conditions ou son refus. Bien que le *Bureau* puisse exprimer son opinion sur le contexte plus général, sa juridiction lors de l'examen d'un projet spécifique d'investissement en transport électrique ne va pas jusqu'à inclure l'examen par elle de la planification à moyen ou long terme du réseau régional ou principal de TransÉnergie, à la fois en raison de l'étendue de son mandat et parce que la planification d'un réseau électrique déborde de son champ de compétence spécialisée.

- Les processus d'études exploratoire, d'études d'impact et d'études d'avant-projet prévus aux *Tarifs et conditions* de TransÉnergie (art. 1.2.8, 12A.3, 12A.5, 19.1, 19.2, 19.3, 19.4, 19.5, 32.1, 32.2, 32.3, 32.4, 40.1, 40.2, 40.3 et Appendice D) sont des processus privés, n'impliquant que TransÉnergie et le client concerné, ne permettant pas aux autres parties prenantes d'y prendre part afin d'examiner, dans l'intérêt public et dans l'intérêt de toutes les parties,

³⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3696-2009, Décision D-2009-109, page 16, parag. 56. Souligné et caractère gras par nous.

les diverses options de planification du réseau et les données et hypothèses à leur soutien.

- Le processus de plainte d'un client auprès de la Régie de l'énergie n'est également pas le forum permettant aux autres parties prenantes d'y prendre part afin d'examiner, dans l'intérêt public et dans l'intérêt de toutes les parties, les diverses options de planification du réseau et les données et hypothèses à leur soutien.

- Par ailleurs, dans les causes tarifaires annuelles de TransÉnergie auprès de la Régie de l'énergie, le Transporteur se limite actuellement à déposer un état sommaire de sa planification des investissements et de sa planification de base tarifaire sur 10 ans. (Cette exigence existe suite à l'acceptation par la Régie d'une demande de *Stratégies Énergétiques (S.É.)*, du *Groupe STOP* et du RNCREQ au dossier R-3401-98, Décision D-2000-214, pages 22-28). Cette étude, lors des causes tarifaires, reste toutefois superficielle et ne permet pas d'examiner les différentes options qui s'offrent au Transporteur ni les données et hypothèses soutenant chacune de ces options. Même les études de planification régionale ne sont habituellement pas déposées lors de ces causes.

- Les régisseurs, le personnel de la Régie et les intervenants peuvent d'ailleurs difficilement travailler sur ces éléments puisque les schémas d'écoulement de puissance et, même, les schémas unifilaires des portions du réseau, de même que toutes les études de planification régionales (déposées à l'occasion des demandes individuelles d'autorisation d'investissements) ne sont disponibles auprès du Tribunal qu'en un seul exemplaire confidentiel sur support papier, conservé sous scellé dans les coffres de la Régie et ne pouvant être consulté qu'aux bureaux du greffe (avec engagement de

confidentialité lorsqu'il s'agit d'un membre de l'équipe de travail d'un intervenant). Il n'y a toujours pas eu d'audience générique de la part de la Régie de l'énergie aux fins de traiter au mérite du bien-fondé de la confidentialité de l'ensemble de ces documents, une telle audience étant attendue depuis plusieurs années.³¹

Pour l'ensemble de ces motifs, nous soumettons respectueusement qu'il y a nettement place à amélioration du processus de consultation auquel est assujettie la planification du réseau de TransÉnergie.

Les parties prenantes (« *stakeholders* ») à une telle consultation devraient normalement inclure au moins les intervenants qui sont reconnus lors des causes tarifaires de TransÉnergie, ceux-ci regroupant des commerçants en énergie, des associations de consommateurs et des associations environnementales. Les commerçants en énergie seront probablement intéressés à s'assurer que la planification du réseau s'effectue de manière non discriminatoire à l'égard de l'ensemble des clients de TransÉnergie. **Les associations environnementales dont l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) seront quant à elles intéressées à s'assurer que les choix de planification retenus sont les plus rationnels possibles quant à la maximisation des ressources existantes compte tenu de la prévision des besoins durant la vie utile des équipements, le choix d'équipements qui ne deviendront pas obsolètes ou inadaptés à moyen terme et l'évitement du gaspillage de ressources, en tenant compte des alternatives disponibles aux ajouts au réseau (offre de service ferme conditionnel, offre de réduction de service automatique, possibilité de nouvelle répartition des ressources).**

³¹ Voir : RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3633-2007, Décision D-2007-125, p. 19, ainsi que les décisions antérieures qui y sont citées.

36 - À ces motifs au soutien d'un processus de consultation plus élaboré s'ajoute le motif supplémentaire que la preuve démontre qu'il existe **un risque non nul** que l'absence, au Québec, d'un tel processus de consultation plus élaboré sur la planification de réseau de TransÉnergie ne vienne compromettre les droits d'accès non discriminatoire d'Hydro-Québec à des marchés hors Québec.

Ce motif supplémentaire n'est toutefois ni le seul ni le principal motif pour lequel il serait souhaitable, en droit québécois, en vertu des articles 5 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, que la Régie assujettisse la planification de réseau de TransÉnergie à ce processus de consultation plus élaboré. Comme nous l'avons vu plus haut, même si le risque de décision américaine sanctionnant Hydro-Québec pour cause de non réciprocité était nul, il existe d'autres motifs suffisants pour que la Régie assujettisse la planification de réseau de TransÉnergie à un tel processus de consultation plus élaboré.

La position de la FERC quant à l'assujettissement des entités non états-uniennes à la réciprocité des conditions qu'elle exige des entités situées sur son territoire a historiquement été mouvante. D'abord, la FERC a posé le principe que les entités non états-uniennes étaient pleinement assujetties. Puis, elle a assoupli sa position. Enfin, plus récemment, au sujet de l'obligation de consultation lors de la planification, la FERC est redevenue plus exigeante à l'égard des entités non états-uniennes.

Ainsi, la FERC avait d'abord posé le principe en 1997 que ses exigences de réciprocité s'appliquaient également aux utilités publiques canadiennes :

"In prior market-based rate cases involving power marketer affiliates of Canadian utilities, the Commission has applied the same general standards that we use for reviewing requests for market-based rates

by power marketers affiliated with United States utilities.³² In *Energy Alliance*, for example, we stated that **the marketer must be able to show that its transmission owning utility affiliate offers non-discriminatory access to its transmission system that can be used by competitors of the power marketer to reach the United States.**³³

La FERC avait alors (en 1995 et 1997) initialement refusé l'accès non discriminatoire des filiales commerçantes d'Hydro-Québec et de BC Hydro aux marchés américains pour motif de non réciprocité.³⁴

La FERC tempère cependant son propos dans d'autres décisions ultérieures en ajoutant que plusieurs approches sont possibles pour satisfaire à ses exigences de réciprocité. De plus, la FERC affirme ne pas avoir à se préoccuper du libre accès des entités américaines aux marchés canadiens, mais uniquement de leur libre accès aux réseaux de transport

³² Cité dans le texte: "*The cases include: Energy Alliance Partnership, 73 FERC 61,019 (1995) (Energy Alliance); TransAlta Enterprises Corporation, 75 FERC 61,268 (1996) (TransAlta); Powerex; and Ontario Hydro Interconnected Markets Inc., 78 FERC 61,369 (1997), reh'g pending (Ontario Hydro).*

³³ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Page 6. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

³⁴ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. ER95-1491-000, *In re Energy Alliance Partnership*, Published as 73 FERC 61,019 (1995). Déposé sous : **ENERGIE BROOKFIELD MARKETING**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Thème 3, Cahier d'autorités, Onglet 8. Déposé de nouveau sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), Docket No. ER97-556-000, *In re Powerex*, Published as 73 FERC 61,024. Déposé sous : **ENERGIE BROOKFIELD MARKETING**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Thème 3, Cahier d'autorités, Onglet 9.

électrique canadiens pour alimenter des charges américaines. La FERC rappelle que le libre accès aux marchés internes canadiens ne relève pas de sa juridiction :

[...] we would consider a variety of approaches when dealing with the market power of foreign utility affiliates of United States marketers.³⁵ In Powerex, although we rejected the marketer's application for failure to demonstrate mitigation of transmission market power, we emphasized that the Commission, while wishing to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets, does not intend to open intra-Canadian electric markets by imposing open access tariffs for transactions wholly within Canada. Moreover, the Commission stated that it would determine on a case-by-case basis what tariffs, other than the Open Access Rule pro forma tariff, would satisfy our concerns, i.e., be consistent with our comparability principles.^{36 37}

The Commission's jurisdiction in this proceeding extends only to H.Q. Energy's jurisdictional power sales in the United States. As a condition of approving those sales, the Commission simply evaluates the transmission arrangements that are available in Canada (under the jurisdiction of Canadian governments and regulatory agencies) against

³⁵ Cité dans le texte: *Powerex*, 73 FERC at 61,030-31. *Accord*, *TransAlta*, 75 FERC at 61,875-76.

³⁶ Cité dans le texte: "See *Powerex*, 78 FERC at 61,100."

³⁷ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Page 6. Souligné par nous. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

the standards that the Commission requires for open access transmission services under our jurisdiction.³⁸

The Crees ask the Commission to condition approval of H.Q. Energy's application on amendments to Canadian laws to remove the requirement for Canadian government approval to obtain new suppliers and to recognize power marketers within Quebec on terms similar to those imposed by the Commission. To the extent the Crees seek our interference with trade that takes place wholly within Canada, we cannot do so. The market for power sales that take place wholly within Canada is beyond the scope both of this proceeding and of our jurisdiction.

We note that in Ontario Hydro, 78 FERC at 62,529, the Commission stated that it seeks to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets. We believe that United States sellers should be able to sell to wholesale purchasers within Canada. However, we also believe the Crees' concerns are premature at this time.³⁹

Le Commissaire Santa de la FERC précise la portée de cette dernière phrase:

³⁸ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Page 7. Souligné par nous. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

³⁹ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Pages 11-12. Souligné par nous. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

According to the Crees, the law within the Province of Quebec requires Canadian wholesale purchasers to obtain government approval prior to purchasing from suppliers other than Hydro-Quebec. In addition, Canadian law does not expressly recognize the authority of any utility other than Hydro-Quebec to act as a power marketer in Quebec. The Crees complain that these provisions will hinder the realization of a fully competitive wholesale market in Quebec. On this basis, the Crees ask that approval of H.Q. Energy's application be conditioned on the elimination of these requirements.

The Commission responds to the Crees as follows:

To the extent the Crees seek our interference with trade that takes place wholly within Canada, we cannot do so. The market power for sales that take place wholly within Canada is beyond the scope of both this proceeding and of our jurisdiction.

We note that in Ontario Hydro, 78 FERC at 62,529, the Commission stated that it seeks to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets. We believe that United States sellers should be able to sell to wholesale purchasers within Canada. However, we also believe that the Crees concerns are premature at this time.⁴⁰

My concern is with the final two sentences of this discussion. These two sentences leave open the possibility that the Commission would deny, or suspend, the market-based rate authority sought by H.Q.

⁴⁰ Cité dans le texte: pp. 11-12.

Energy if it were proven that the ability of wholesale purchasers within the Province of Quebec to seek alternative suppliers was not comparable to the ability, under the Federal Power Act and Commission regulations, of wholesale purchasers in the United States to seek alternative suppliers.

*If this question were to come before the Commission in the future, I do not believe that it would be proper for the Commission to leverage its authority over the terms and conditions for access to the U.S. bulk power market solely for purposes of bringing about reforms in the regulation of bulk power markets in Canada. In particular, I question whether there would be a sufficient nexus between such action and the Commission's goal of promoting competition in U.S. bulk power markets. Clearly, a sufficient nexus exists for requiring that Canadian utilities affiliated with jurisdictional power marketers provide competing sellers seeking access to U.S. bulk power markets with wholesale transmission service, as well as requiring that such Canadian utilities not otherwise block competitors seeking access to U.S. markets. Such conditions are appropriate, because they are connected with promoting competition in U.S. bulk power markets. Still, no such nexus is apparent when it comes to the potential that the Commission might deny market-based rate authority on the basis that comparable access to wholesale customers was not provided within the Province of Quebec.*⁴¹

41

UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Opinion du Commissaire Santa, May 15, 1997, pp. 1-3. Souligné par nous. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

Le Commissaire Santa reconnaît que la FERC, en imposant des conditions d'accès au marché américain, serait capable d'exercer une influence considérable sur les législateurs, régulateurs et utilités publiques du Canada et de les amener à ouvrir leur marché interne à la compétition de gros.

Il juge toutefois qu'il n'est pas de la juridiction de la FERC d'agir ainsi et de chercher à modifier les politiques du Canada :

The question here is not the desirability of competition within the Canadian bulk power market. For what it s worth, I agree that the evolution of a truly competitive continental power market would be desirable. Nor is the question whether, by conditioning access to U.S. bulk power markets, the Commission can leverage Canadian lawmakers, regulators, and publicly-owned utilities to open their market to wholesale competition.

Clearly, the ability to set the terms and conditions for access to the vast U.S. market gives the Commission considerable leverage over how potential entrants order their business.

Rather, the question is whether it is within the appropriate sphere of the Commission's authority to be concerned with economic policy issues outside the United States borders. In my opinion, unless there exists a nexus between the Commission's policy to encourage competition in bulk power markets in the United States and the conditions placed on extraterritorial utilities affiliated with power marketers seeking market-based rate approval, it is not the

Commission's business to be concerned with the competitiveness of the bulk power market outside the United States.⁴²

Dans le même sens, la Commissaire Bailey de la FERC veut rassurer le Canada en précisant que la FERC ne vise à exercer aucune "coercition" sur les politiques internes et les marchés canadiens:

"In this order the Commission had to address the Crees' concerns that the H.Q. transmission tariffs are not the same as the pro forma tariffs because the Crees are subject to the provincial government and not to this Commission. Thus, they are not assured the ability to purchase from suppliers despite the presence of the transmission tariff. In the order we say that, "We believe that U.S. sellers should be able to sell to wholesale purchasers within Canada". I agree with this belief because I believe that competitive wholesale markets are best suited to serve the economic interests of consumers wherever they are, but there are limits to our ability and our responsibility to impose this belief on others beyond the Commission's jurisdiction.

Given the Commission's jurisdictional limits, reciprocity is necessary to assure fair access requirements for those entities that seek access to markets that are within the Commission's jurisdiction. With reciprocity we are assured that all entities play by the same access rules. But, we can not and do not use reciprocity to achieve goals beyond the reach

⁴²

UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Opinion du Commissaire Santa, May 15, 1997, pp. 1-3. Souligné par nous. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

of the Commission. I take this opportunity in my concurrence to explain my views on the limits of reciprocity.

This Commission developed and adopted the concept of reciprocity in Order No. 888 and affirmed it in Order No. 888A. Order No.888, 61 Fed Reg.21,540 (1996), FERC Stats. & Regs. 31,036 (1996), order on reh'g, Order No. 888-A, 62 Fed. Reg. 12,274 (1997), FERC Stats. & Regs. 31,048 (1997), reh'g pending. Reciprocity in Order No. 888 was explained to insure that "any public utility that offers non-discriminatory open access transmission for the benefit of customers should be able to obtain the same non-discriminatory access in return." (underlining added) But, the Commission acknowledged that tax-exempt benefits afforded to certain entities such as municipal utilities might be endangered under such a policy. Hence the Commission concluded that, "...we must ensure that the reciprocity requirement will not be used to defeat tax-exempt financing authorized by Congress. Therefore, we clarify that reciprocal service will not be required if providing such service would jeopardize the tax-exempt status of the transmission customer's (or its corporate affiliates') bonds used to finance such transmission facilities."

This waiver provision spells out two important points for the future reciprocity deliberations. First, we envision reciprocity to only apply to transmission services as is indicated by the underlining. It does not extend to other assurances of market access. Second, we are willing to waive reciprocity when it would result in violation of a requirement from some other governmental entity.

In the H.Q. Energy case and in all similar situations involving foreign entities, I believe this means that we can only insist that the affiliated foreign entity that owns transmission, as a condition on market-based rate approval, provide transmission service. They do not have to guarantee that wholesale purchasers be able to use that service if there is some other applicable restriction. This is analogous to the situation of many retail customers in the United States. We have said that if retail customers become eligible for transmission access through some state ordered action or the voluntary arrangement of a utility then those retail customers are able to use the pro forma tariffs we ordered in Order 888. But, we do not require that retail customers be able to use the transmission tariffs, that is a decision beyond our jurisdiction.

We have developed our reciprocity position regarding Canadian entities in several cases. First, in *Energy Alliance Partnership*, 73 FERC 61,019 (1995), we said that non-discriminatory access to transmission must be available to competitors to reach U.S. Markets. Then we expanded that interpretation of reciprocity in *TransAlta Enterprises Corporation*, 75 FERC 61,268 (1996) (*Transalta*), (which was referenced in the *Powerex* order cited by the Commission in this H.Q. Energy case) to include access for United States competitors into Canada on a reciprocal basis.

In *Transalta*, the Commission said, "All potential users of the Alberta transmission system (affiliated or not) are subject to the same rates, terms, and condition and have access to the Alberta system to reach loads in the United States. Indeed, *TransAlta's* application does not indicate any limitation on the ability of a power seller in the United States to use the Alberta pool and transmission grid to reach potential

markets in Canada. We view the expansive scope of the Alberta arrangements, allowing for power sales from Canada into the United States and vice versa, as a positive factor in our assessment of TransAlta's application for market-based rates." (Underlining added) In other words, reciprocity refers to use of the transmission system to reach potential markets. There is no guarantee that reciprocal transmission access results in a customer on the other end.

In addition, while not yet tested, we have received assurances that our views on reciprocity with Canadian entities are consistent with the North American Free Trade Agreement (NAFTA). A more expansive approach to reciprocity, as suggested by the Crees, may violate NAFTA. If parties want to continue to pursue this more expansive approach, we will need to engage those entities best able to interpret NAFTA for electric markets.

With this further explanation, I am able to fully support the order. I do not believe the order is vague. But, given the importance of electric trade between the United States and Canada and the recurring nature of these issues, I thought it prudent to err on the side of more explanation rather than less. "⁴³

"[W]e are not "coercing" Canada into adopting our policies or "imposing" open access on Canadian entities; we are simply placing

⁴³

UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Opinion de la Commissaire Bailey, May 21, 1997, pp. 1-3. Souligné pour nous et soulignements dans le texte. Déposé sous : **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Autorités.

*the same condition on a Canadian entity's use of a United States utility's open access tariff as on a domestic non- public utility's use of that tariff. However, consistent with the approach we have taken in other contexts involving foreign utilities seeking to transact in United States electricity markets, we are amenable to a variety of approaches for Canadian utilities to meet the reciprocity condition."*⁴⁴

"In recent cases involving the mitigation of transmission market power of Canadian utilities that are affiliates of power marketers that seek to sell power at market-based rates in the United States, the Commission has explicitly acknowledged the sovereign authority of Canadian governments over Canadian entities and has said that we will be "amenable to a variety of approaches" for foreign utilities to mitigate transmission market power. British Columbia Power Exchange Corporation, 78 FERC ¶ 61,024 (1997); accord, TransAlta Enterprises Corporation, 75 FERC ¶ 61,268 (1996) and Energy Alliance Partnership, 73 FERC ¶ 61,019 (1995)." ⁴⁵

⁴⁴ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. RM95-8-001, Order No. 888-A (Order on Rehearing). *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*, March 4, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa). Published as 78 FERC 61,220; Section IV (G)(4), p. 432. Souligné par nous.

⁴⁵ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket No. RM95-8-001, Order No. 888-A (Order on Rehearing). *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*, March 4, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa). Published as 78 FERC 61,220; Section IV (G)(4), p. 432. Souligné par nous.

La Cour d'appel fédérale des États-Unis, dans le cadre d'une requête en révision judiciaire d'une décision de la FERC, a jugé en 2004 que cette approche était « raisonnable ». ⁴⁶

Dans son Ordonnance plus récente no. 890 rendue en 2007, la FERC revient toutefois à une position plus stricte quant à l'obligation des entités canadiennes d'adopter un processus consultatif comparable au processus étatsunien quant à la planification de leur réseau de transport si elles désirent que leurs filiales commerçantes puissent avoir accès de façon non discriminatoire aux réseaux étatsuniens bénéficiant d'un tel processus de consultation :

*[...] we note that **reciprocity dictates that non-public utility transmission providers that take advantage of open access due to improved planning should be subject to the same requirements as jurisdictional transmission providers.*** ⁴⁷

214. With regard to non-public utility transmission providers, we reiterate our expectation of participation in the planning processes established pursuant to Order No. 890 consistent with their reciprocity obligations. ⁴⁸
Reciprocity dictates that non-public utility transmission providers that take advantage of open access due to improved planning should be subject to the same requirements as jurisdictional providers. A nonpublic

⁴⁶ *Consumers Energy Company v. FERC*, United States Court of Appeals, District of Columbia Circuit, No. 03-1162, Decided May 14, 2004, page 15. Déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Argumentation, Thème 3, Compenium, Onglet 67.

⁴⁷ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37, pp. 203-204, paragr. 348. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1. Paragr. 441. Souligné en caractère gras par nous.

⁴⁸ Cité dans le texte : Order no. 890, p. 494.

utility transmission provider with reciprocity obligations that declines to adopt a planning process that complies with Order No. 890 therefore may not be considered to be providing reciprocal transmission service and may be at risk of being denied open access transmission services by a public utility transmission provider. We will consider on a case-by-case basis how a transmission provider should treat for planning purposes a non-public utility transmission provider that fails to implement a planning process that fulfills the requirements of Order No. 890.^{49 50}

We will also retain Order No. 888's three alternative provisions for satisfying the reciprocity condition, i.e.: a non-public utility that owns, controls, or operates transmission and seeks transmission service from a public utility must either satisfy its reciprocity obligation under a bilateral agreement, seek a waiver of the OATT reciprocity condition from the public utility, or file a safe harbor tariff with the Commission. Thus, for nonpublic utilities that choose to use the safe harbor tariff, its provisions must be substantially conforming or superior to the revised pro forma OATT in this Final Rule. A non-public utility that already has a safe harbor tariff must amend its tariff so that its provisions substantially conform or are superior to the revised pro forma OATT if it wishes to continue to qualify for safe harbor treatment. As the Commission stated in Order No. 888-A, a non-public utility may limit the use of its voluntarily offered safe harbor reciprocity tariff only to those transmission providers from whom the non-public utility obtains open access service, as long as the tariff otherwise substantially conforms to the pro forma OATT. **We reiterate that these reciprocity**

⁴⁹ Cité dans le texte : Order no. 890, p. 441.

⁵⁰ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-001, 002 and RM05-25-001, 002, *Order No. 890A. Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*. December 28, 2007. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-6, Document 1. Parag. 214. Souligné en caractère gras par nous.

requirements apply equally to all non-public utility transmission providers, including those located in foreign countries.⁵¹

Plus précisément, l'Ordonnance 890 de la FERC exige des entreprises qui lui sont assujetties de rendre publiques, sous réserve des restrictions de confidentialité éventuelles et engagements de confidentialité qui en résulteraient :

- Ses études de planification.
- Tous les critères, hypothèses et données servant à les établir.

La FERC requiert également la publication de la méthodologie de calcul des *capacités de transfert disponibles (ATC)* ainsi que les données, études et hypothèses utilisées à cet effet. Il existe d'ailleurs un lien étroit entre l'accès à l'information et la consultation sur la planification de réseau et l'accès à l'information sur les *capacités de transfert disponibles (ATC)* : les simulations de réseaux sont elles-mêmes des intrants à la méthodologie de détermination de la capacité de transfert totale (TTC), tel qu'on le voit à l'article 3(a)(ii) de l'Appendice C-1 proposé par Hydro-Québec TransÉnergie.⁵² Des simulations de réseaux servent aussi à établir les marges de fiabilité (TRM). Ces deux composantes permettent de déterminer l'ATC (capacité de transfert disponible). Il nous semble qu'en toute logique, les études de simulation servant à la planification de TransÉnergie (et notamment à traiter de la disponibilité de capacité sur le *chemin interne* HQT) et les données et hypothèses de calcul qui les fondent devraient pareillement être accessibles. Des variations dans les hypothèses servant au calcul des

⁵¹ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1. Parag. 191. Souligné en caractère gras par nous.

⁵² **Jean-Claude DESLAURIERS et Jacques FONTAINE (témoins-experts pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques (SÉ-AQLPA))**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce C-10-47, v.r. SÉ-AQLPA-4, Document 1 (et précision C-10-46, SÉ-AQLPA-4, Doc. 2), sections 4 et 6.

simulations de réseaux et les critères de conception peuvent grandement affecter le résultat final du calcul de l'ATC et de la capacité sur le *chemin interne* HQT) dans différentes situations. À titre illustratif, TransÉnergie s'est récemment dotée d'un nouveau critère de sensibilité en tension comme suit :

*Afin d'assurer un niveau de performance acceptable du réseau lors des variations de tension résultant des montées et des baisses de la demande, le réseau de transport ne doit pas subir une variation de tension de plus de 5 kV/minute lors d'une hausse ou baisse de la demande de 100 MW/minute (à facteur de puissance constant) en considérant la réponse dynamique du réseau durant au minimum 5 minutes et ce, sans l'action des automatismes de sauvegarde et de MAIS.*⁵³

Ce nouveau critère va faire changer le calcul du TTC et donc de l'ATC ainsi que la capacité disponible dans différentes situations sur le chemin interne.⁵⁴

L'objectif visé par les divulgations d'information que nous préconisons consiste à fournir aux intéressés, dont les commerçants en électricité, les réseaux voisins, les consommateurs et **les autres** parties prenantes (*stakeholders*), les données et outils leur permettant de reproduire eux-mêmes les études de planification ainsi effectuées et de reproduire le calcul des *capacités de transfert disponibles (ATC)* et ainsi de valider ceux-ci et examiner de façon transparente les alternatives possibles aux choix de planification qu'offre Hydro-Québec, ainsi que de valider les capacités de transfert affichées :

⁵³ HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3696-2009, Pièce HQT-9, Document 1, Acétate 12.

⁵⁴ Jean-Claude DESLAURIERS et Jacques FONTAINE (témoins-experts pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques (SÉ-AQLPA)), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce C-10-47, v.r. SÉ-AQLPA-4, Document 1 (et précision C-10-46, SÉ-AQLPA-4, Doc. 2), sections 4 et 6.

348. [...] The Commission will continue to require transmission providers, on request, to make available all data used to calculate ATC and TTC for any constrained paths **and any system planning studies** or specific network impact studies performed for customers. Transmission providers must also continue to post a list of such studies on OASIS. *[Souligné et caractère gras par nous]*⁵⁵

471. The Commission adopts the NOPR's proposal and will require transmission providers **to disclose to all customers and other stakeholders the basic criteria, assumptions, and data that underlie their transmission system plans**. In addition, transmission providers will be required to reduce to writing and make available the basic methodology, criteria, and processes they use to develop their transmission plans, including how they treat retail native loads, in order to ensure that standards are consistently applied. This information should enable **customers, other stakeholders**, or an independent third party to replicate the results of planning studies and thereby reduce the incidence of after-the-fact disputes regarding whether planning has been conducted in an unduly discriminatory fashion.[...] *[Souligné et caractère gras par nous]*

472. The Commission also requires that transmission providers make available **information regarding the status of upgrades identified in their transmission plans in addition to the underlying plans and related studies**. It is important that the Commission, **stakeholders**, neighboring transmission providers, and affected state authorities have ready access to this

⁵⁵

UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, Order No. 890. *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1. Souligné en caractère gras par nous.

information in order to facilitate coordination and oversight. [...] [Souligné et caractère gras par nous] ⁵⁶

La FERC propose également d'encadrer la planification du réseau par un mécanisme de communication regroupant tous les intéressés, dont les consommateurs et **les autres stakeholders** :

*452. We emphasize that the purpose of the coordination requirement is to eliminate the potential for undue discrimination in planning by opening appropriate lines of communication between transmission providers, their transmission-providing neighbors, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Rigid and formal meeting procedures may be one way to accomplish this goal, but there may be other ways as well. For example, a transmission provider could meet this requirement by facilitating the formation of a permanent planning committee made up of itself, its neighboring transmission providers, affected state authorities, **customers, and other stakeholders**. Such a planning committee could develop its own means of communication, which may or may not emphasize formal meeting procedures. We are more concerned with the substance of coordination than its form. [Souligné et caractère gras par nous] ⁵⁷*

⁵⁶ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37, pp. 277-278, paragr. 471. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1. Souligné en caractère gras par nous.

⁵⁷ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37, p. 258, paragr. 452. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1.

Les personnes ainsi consultées peuvent par ailleurs elles-mêmes recommander, par consensus, des études de planification spécifiques :

546. [...] we direct transmission providers, in consultation with their stakeholders during development of their Attachment K compliance filings (as discussed above), to develop a means to allow the transmission provider and stakeholders to cluster or batch requests for economic planning studies so that the transmission provider may perform the studies in the most efficient manner. We will also require the requests for economic planning studies, as well as the responses to the requests, be posted on the transmission provider's OASIS or web site, subject to confidentiality requirements.

547. The Commission will modify the principle to allow customers to choose the studies that are of the greatest value to them. Specifically, we are modifying the principle to require that stakeholders be given the right to request a defined number of high priority studies annually (e.g., five to ten studies) to address congestion and/or the integration of new resources or loads. The intent of this approach is to allow customers, not the transmission provider, to identify those portions of the transmission system where they have encountered transmission problems due to congestion or whether they believe upgrades and other investments may be necessary to reduce congestion and to integrate new resources. The customers should be able to request that the transmission provider study enhancements that could reduce such congestion or integrate new resources on an aggregated or regional basis without having to submit a specific request for service. This approach ensures that the economic studies required under this principle are focused on customer needs and concerns, not administratively determined metrics that may bear no necessary relation to those concerns. Once such studies are requested, the transmission provider would conduct the studies, including appropriate sensitivity analyses, in a

manner that is open and coordinated with the affected stakeholders. The cost of the defined number of high priority studies would be recovered as part of the overall pro forma OATT cost of service. By limiting this principle to a defined number of high priority studies annually, we are not precluding stakeholders from requesting additional studies. However, to provide appropriate financial incentives, the stakeholder(s) requesting these additional studies would be responsible for paying the cost of such studies.

548. We also will modify this principle with respect to the scope of the studies being performed. The Commission proposed in the NOPR that the studies address “significant and recurring congestion.” However, the Commission also sought comment on whether, in addition, the study process should address upgrades associated with new generation resources and provide information needed to proactively evaluate such resources. We discuss the comments on this proposal in more detail below, but, as described therein, we agree that the study process should incorporate such considerations. We therefore modify Principle No. 8 to encompass the study of upgrades to integrate new generation resources or loads on an aggregated or regional basis. This is appropriate because congestion can limit both the efficient dispatch of existing generation resources as well as inhibit the development of new supply and demand resources. Moreover, many regions of the country must make investments in the near future to meet load growth and, accordingly, studies of the most economic means of making such investments are critically important to consumers.

549. By expanding the scope of this principle, we do not intend to supplant the existing process for individual customers to integrate new resources or loads through specific requests for interconnection or transmission service under the pro forma OATT. Rather, we contemplate that any such studies conducted

*pursuant to this principle, as explained above, would be for purposes of planning for the alleviation of congestion through integration of new supply and demand resources into the regional transmission grid or expanding the regional transmission grid in a manner that can benefit large numbers of customers, such as by evaluating transmission upgrades necessary to connect major new areas of generation resources (such as areas that can support substantial wind generation). [...]*⁵⁸

37 - Par ailleurs, même en supposant que la FERC n'irait pas jusqu'à exiger, comme condition d'accès non discriminatoire d'Hydro-Québec aux marchés américains, que sa filiale TransÉnergie adopte un processus de consultation aussi élaboré qu'aux États-Unis sur la planification de son réseau, l'on doit noter que tout réseau américain auquel Hydro-Québec souhaite obtenir accès peut contractuellement imposer des exigences de réciprocité plus contraignantes que celles de la FERC.

Le témoin-expert Monsieur Robert Sinclair, témoignant pour Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) souligne que tel est déjà le cas de l'ISO de Nouvelle-Angleterre (NE ISO)

*for example, if you look at the 25 ISO New England tariff, you'll see there is a specific reciprocity section requiring utilities in Canada to have Open Access Transmission Tariffs available for market participants in the U.S.*⁵⁹

⁵⁸ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, *Order No. 890. Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37, pp. 313-316, paragr. 546-549. Reproduit sous : **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1.

⁵⁹ **Robert SINCLAIR (témoin-expert pour Newfoundland and Labrador Hydro (NLH))**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, n.s. vol. 23, 2 mai 2011, pp. 42-43.

38 - Les accès à l'information et le processus de consultation décrits au présent chapitre nous apparaissent d'autant plus essentiels que le Transporteur offrira désormais, tel que nous l'avons vu, des options alternatives à la construction d'ajouts au réseau afin de parer à des « **conditions de réseau** » qui, telles que définies à l'article 1.15 des *Tarifs et conditions* proposées par TransÉnergie, comprennent « *des conditions relevées dans le réseau du Transporteur ou dans un réseau voisin, comme **l'encombrement** d'un élément de transport, qui pourraient entraîner une réduction du service de transport ferme de point à point à long terme selon l'ordre de priorité établi à l'article 13.6* ».

L'accès à la pleine information sur la planification de réseau, sur le calcul des capacités de transfert disponibles et aux hypothèses et données qui les sous-tendent permettront notamment de situer dans leur contexte, comprendre et valider les choix du Transporteur, selon le cas, de procéder à des ajouts au réseau ou au contraire d'offrir du service ferme conditionnel de point à point, des options de réduction automatique en réseau intégré ou pour la charge locale ou opte pour une nouvelle répartition des ressources de production reçues.

Les prétentions du Transporteur selon lesquelles toute congestion est catégoriquement et à tout jamais impossible sur le réseau de TransÉnergie sont contredites par l'introduction, par TransÉnergie elle-même, des nouvelles dispositions sur les « *conditions de réseau* », le service ferme conditionnel de point à point, les options de réduction automatique en réseau intégré ou pour la charge locale et l'option de nouvelle répartition des ressources de production reçues.

Nos témoins-experts, Messieurs Jacques Fontaine et Jean-Claude Deslauriers soulignent de plus que l'accès à l'information des parties prenantes sur les études de planification et les données et hypothèses qui les sous-tendent est également essentiel dans le

contexte où le réseau du Transporteur (le chemin interne au point HQT) peut lui-même aussi être congestionné, même si les interconnexions ne l'étaient pas.⁶⁰

L'article 3(a)(v) de l'Appendice C-1 proposé par TransÉnergie (bloc 3.a.v(8) du tableau en section 4 du rapport d'expertise de Messieurs Deslauriers et Fontaine au présent dossier⁶¹) confirme qu'il peut y avoir congestion sur des chemins internes alors même qu'il n'y en aurait pas sur les chemins d'interconnexion :

Chemins concourants :

Certaines portions du réseau du Transporteur peuvent alimenter plusieurs interconnexions. La capacité de transfert sur ces portions de réseau peut être inférieure à la somme des capacités individuelles de transfert de chacune de ces interconnexions. Les services de transport engagés sur de tels chemins concourants sont intégrés dans le calcul de l'ATC.

Toutefois la problématique de la congestion du *chemin interne* ne s'arrête pas là. Elle englobe différentes situations où, malgré la disponibilité de capacité sur une interconnexion (dans le cas d'import ou d'export) ou sur plusieurs interconnexions (dans le cas de *wheel-through*), un service de transport ne pourra être fourni en raison de la congestion du chemin interne à HQT, que ce soit en raison de la charge locale ou de la charge de point à point.

⁶⁰ Jean-Claude DESLAURIERS et Jacques FONTAINE (témoins-experts pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques (SÉ-AQLPA)), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce C-10-47, v.r. SÉ-AQLPA-4, Document 1 (et précision C-10-46, SÉ-AQLPA-4, Doc. 2), sections 6 et 7.

⁶¹ Jean-Claude DESLAURIERS et Jacques FONTAINE (témoins-experts pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques (SÉ-AQLPA)), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce C-10-47, v.r. SÉ-AQLPA-4, Document 1 (et précision C-10-46, SÉ-AQLPA-4, Doc. 2), section 4.

Une meilleure transparence du processus suivi par TransÉnergie (et d'éventuels refus de service) peut alors requérir que soient rendues accessibles aux intéressés les études de planification du réseau (donc incluant ce que l'on nomme les *chemins internes* du point fictif HQT).

5.3 LA RECOMMANDATION DE SÉ-AQLPA QUANT À L'ASSUJETTISSEMENT DE LA PLANIFICATION DE RÉSEAU DE TRANSÉNERGIE À UN PROCESSUS DE CONSULTATION PLUS ÉLABORÉ

39 - Pour l'ensemble de ces motifs, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) formulent à la Régie de l'énergie les recommandations suivantes, issues (avec modification indiquée) du rapport d'expertise de Messieurs Deslauriers et Fontaine :

RECOMMANDATION NO. 18 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) permettent aux intéressés d'avoir accès aux données, études et hypothèses ayant servi à établir la TTC et l'ATC, sous réserve que des conditions puissent être posées à cet accès afin d'en protéger la confidentialité lorsque cela s'applique, conditions qui pourraient être arbitrées par la Régie en cas de désaccord.

RECOMMANDATION NO. 19 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de tenir un débat générique portant sur l'ensemble des enjeux de confidentialité soulevés à la fois par l'accès aux documents qu'Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) dépose déjà dans le cadre de ses dossiers réglementaires (schémas unifilaires, schémas d'écoulement de puissance, etc.) et les nouveaux documents ou informations qu'elle sera appelée à rendre accessible à l'issue du présent dossier quant aux données, études et hypothèses ayant servi à l'établissement de la TTC et de l'ATC ainsi qu'aux études de planification.

RECOMMANDATION NO. 20 (MODIFIÉE) :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'assujettir la planification du réseau de TransÉnergie à un mode de consultation plus élaboré de toutes les parties prenantes (*stakeholders*, incluant les groupes environnementaux), notamment afin de systématiser l'accès de ces diverses parties prenantes (*stakeholders*) aux données, études et hypothèses servant à la planification et la possibilité pour ces parties d'être consultées quant à la planification du réseau et leur possibilité, de façon consensuelle, de demander des études de planification spécifiques.

Cet assujettissement pourrait prendre la forme d'un ajout d'un Appendice aux *Tarifs et conditions* de TransÉnergie ou d'un élargissement de l'examen de la planification de TransÉnergie lors de ses causes tarifaires, avec séances de travail préalables regroupant le personnel de la Régie et tous les intervenants et au cours desquelles ceux-ci auraient accès aux données études et hypothèses servant à la planification, seraient consultés quant à cette planification du réseau et auraient la possibilité, de façon consensuelle, de demander des études de planification spécifiques.

6

THÈME 1 ET PARTIE DU THÈME 16 : LA RÉCIPROCITÉ (Art. 6) ET LA DÉFINITION DE L’AFFILIÉ (Art. 1.2)

40 - TransÉnergie propose, à l'article 6 de ses *Tarifs et conditions*, une modification de concordance avec la FERC quant aux règles de réciprocité. C'est le thème 1 du présent dossier.

Aux fins d'interpréter la portée de cette clause de réciprocité, TransÉnergie propose, dans le cadre du thème 16 du présent dossier, l'ajout de la définition suivante aux *Tarifs et conditions* :

1.2 Affiliée : *Par rapport à une personne morale, société de personnes ou autre entité, toute autre personne morale, société de personnes ou entité qui, directement ou indirectement par l'entremise d'un ou de plusieurs intermédiaires, contrôle la première, est contrôlée par celle-ci ou est soumise avec cette dernière à un contrôle commun.*

41 - Nous n'avons pas d'objection quant à ces deux propositions du Transporteur.

42 - La nouvelle définition de l'« *affilié* » confirme que, selon le droit réglementaire, une filiale commerciale d'exportation (par exemple la filiale américaine H.Q. Energy Services d'Hydro-Québec) peut voir ses droits d'accès non discriminatoires au marché américain

affectés par l'existence ou non de conditions d'accès réciproques offertes aux commerçants d'électricité par l'unité d'Hydro-Québec TransÉnergie en sol québécois, sous réserve de l'étendue de cette obligation de réciprocité.

7

THÈME 2 : LE CALCUL DE LA CAPACITÉ DE TRANSFERT DISPONIBLE (ATC)**7.1 LA CAPACITÉ DE TRANSIT COMMERCIALISABLE AFFICHÉE**

43 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) sont en accord avec la proposition de TransÉnergie de n'afficher comme commercialisable que les capacités de transit totale et disponible correspondant aux moindres des capacités qu'offre TransÉnergie et de celles qu'offre le réseau voisin en vertu de leurs politiques et contraintes de fiabilité respectives.

Ainsi par exemple, sur le chemin HQT-NE, la capacité totale disponible ne devrait être que de 1200 MW, tel que fixé par ISO NE, et non pas la capacité de 2000 MW que TransÉnergie aurait été prête à faire transiter.

Si TransÉnergie n'agissait pas de la sorte, elle abdiquerait au réseau voisin sa juridiction de déterminer l'ordre de priorité des réservations, c'est-à-dire de déterminer lesquels des 2000 MW de capacité qu'elle aurait vendus pourraient effectivement transiter.

En limitant la capacité de transfert totale et disponible aux moindres des capacités qu'offre TransÉnergie et de celles qu'offre le réseau voisin, TransÉnergie reste l'entité qui décidera de l'ordre de priorité des réservations sur le chemin visé.

44 - À des fins de transparence, il serait toutefois souhaitable que TransÉnergie, outre ses capacités totale et disponible telles que susdit, affiche continuellement le fait qu'une limitation provient du réseau voisin et qu'elle aurait été disposée à offrir une capacité de transit supérieure, compte tenu de sa propre méthodologie de calcul selon l'Appendice C-1 des *Tarifs et conditions*.

RECOMMANDATION NO. 3A (NOUVELLE) :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter la proposition de TransÉnergie de n'afficher comme commercialisable que les capacités de transit totale et disponible correspondant aux moindres des capacités qu'offre TransÉnergie et de celles qu'offre le réseau voisin en vertu de leurs politiques et contraintes de fiabilité respectives.

À des fins de transparence, il serait toutefois souhaitable que TransÉnergie, outre ses capacités totale et disponible telles que susdit, affiche continuellement le fait qu'une limitation provient du réseau voisin et qu'elle aurait été disposée à offrir une capacité de transit supérieure, compte tenu de sa propre méthodologie de calcul selon l'Appendice C-1 des *Tarifs et conditions*.

7.2 LE SERVICE FERME CONDITIONNEL ET LA CAPACITÉ DE TRANSIT

45 - Il est nécessaire, selon notre compréhension, que la Régie détermine préalablement si elle accepte l'ajout du nouveau service de point à point ferme conditionnel, avant de fixer la méthodologie de détermination et les règles de publication de la capacité de transit, que nous examinons plus loin.

La méthodologie de la capacité de transit prévoit en effet déjà, selon la proposition d'Hydro-Québec à l'Appendice C-1, la publication de deux capacités de transit par chemin et par horizon, l'une pour le service ferme (après avoir tenu compte de la marge de fiabilité requise), l'autre pour le service non ferme (avec une marge de fiabilité réduite ou même, selon Hydro-Québec, sans marge de fiabilité, ce que nous commentons plus loin). Si un nouveau service de transport ferme conditionnel devait voir le jour, il deviendrait alors souhaitable d'établir et de publier également la capacité de transit disponible sur les interconnexions pour un tel service (avec une marge moins grande de fiabilité que pour le service ferme inconditionnel mais plus grande que pour le service non ferme).

Nous réalisons certes qu'il n'existera pas de service de transport ferme conditionnel unique, mais une panoplie de ceux-ci, basée sur une diversité de fréquences d'interruption possible. Nous proposons donc qu'une liste de deux ou trois types de services de transport ferme conditionnel soit établie (selon les conditions de réseau dont on accepterait de ne pas s'être prémuni ou selon le nombre maximal d'heures d'interruption accepté annuellement). L'information quant à la capacité de transit disponible par chemin et par horizon serait alors calculée et publiée pour chacun d'eux.

46 - Si la capacité de transit disponible sur des chemins en service ferme conditionnel n'était pas affichée et si les hypothèses et données à leur soutien n'étaient pas affichées et disponibles, le processus d'offre d'un tel service par TransÉnergie ne serait pas transparent et resterait à sa discrétion au cas par cas, ce qui aurait également pour désavantage de ne pouvoir intégrer la possibilité d'un tel service lors de la consultation sur la planification de réseau.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie qu'une liste de deux ou trois types de services de transport ferme conditionnel soit établie par le Transporteur (selon les conditions de réseau dont on accepterait de ne pas s'être prémuni ou selon le nombre maximal d'heures d'interruption accepté annuellement).

L'information quant à la capacité de transit disponible par chemin et par horizon serait alors calculée et publiée pour chacun d'eux.

7.3 EXAMEN DÉTAILLÉ DE L'APPENDICE C-1 PROPOSÉ QUANT AU CALCUL DES CAPACITÉS DE TRANSIT

47 - Nous reproduisons ci-après les commentaires détaillés et les recommandations de nos témoins-experts, Messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, sur chacune des composantes proposées à l'Appendice C-1 quant au calcul des capacités de transit :

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>0 (1)</p> <p>Affichage sur OASIS</p>	<p>APPENDICE C-1 Méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible</p> <p>Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données relatives aux capacités de transfert des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.</p>	<p>Le site OASIS devrait selon nous comporter les données suivantes, pour chaque chemin, chaque horizon considéré et chaque service (service ferme, service non ferme et, ce qui est nouveau, une liste d'options de services fermes conditionnels – Voir nos commentaires dans la section 3.2 du présent rapport) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La TTC (avant marge de fiabilité), • La TTC fiable, c'est-à-dire après soustraction de la marge de fiabilité mais avant soustraction des capacités réservées et engagements, • L'ATC. <p>De plus, comme la FERC le prévoit dans ses Ordonnances 890 et 890A, les clients du Transporteur devraient avoir accès aux données utilisées dans les calculs de ces capacités de transfert, sous réserve de la protection raisonnable des données confidentielles. Voir à ce sujet nos commentaires dans la section 6 du présent rapport.</p> <p>RECOMMANDATION N° 4 :</p> <p>Nous proposons donc de modifier le texte comme suit :</p> <p><i>Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données relatives aux capacités de transfert <u>totales brutes, aux capacités de transfert totales nettes fiables et aux capacités de transfert disponibles pour chacune</u> des</i></p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		<p><i>interconnexions pour des périodes futures données <u>et pour les services ferme, non ferme et pour une liste d'options de services fermes conditionnels.</u> Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes. <u>Le Transporteur permet également aux intéressés l'accès aux données utilisées dans les calculs de ces capacités de transfert, sous réserve de la protection raisonnable des données confidentielles.</u></i></p>
<p>0 (2) Lignes directrices et principes</p>	<p>Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible ("Available Transfer Capability" - ATC) :</p> <p>(a) les pratiques usuelles des services publics;</p> <p>(b) les critères et les lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);</p> <p>(c) les critères et directives applicables du Transporteur.</p>	<p>Voir nos commentaires en section 5 du présent rapport.</p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>0 (3)</p> <p>Définition générale de la TTC</p>	<p>La capacité de transfert disponible est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission ReliabilityMargin" - TRM) et des exigences pour :</p> <p>(a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;</p> <p>(b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;</p> <p>(c) satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées.</p>	<p>Cette définition est incomplète par rapport à ce que dit la suite de l'Appendice C-1. Elle devrait se lire comme suit.</p> <p>RECOMMANDATION N° 5 :</p> <p><i>La capacité de transfert disponible <u>sur un chemin et à un horizon donné, pour un service donné</u> est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) <u>de ce chemin</u> qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission ReliabilityMargin" - TRM) <u>à cet horizon et pour ce service</u> et des exigences pour :</i></p> <p>(a) <i>satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;</i></p> <p>(b) <i>satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;</i></p> <p>(c) <i>satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées;</i></p> <p><u>d) satisfaire la capacité réservée pour les droits de renouvellement associés aux services de transport long terme ferme, la capacité réservée en vertu de droits acquis et la capacité réservée en vertu d'autres types de services de transport.</u></p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>0 (4)</p> <p>Quatre horizons de capacité ferme et non ferme</p>	<p>La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5 % de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.</p> <p>La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons hebdomadaire et journalier est prévue être disponible à chacune des heures de l'horizon considéré.</p> <p>La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.</p>	<p>Le taux de 5 % d'interruption planifiée devrait selon nous être un intrant (donnée) fournie par le Transporteur à la suite d'étude de réseau le validant. Le taux de 5 % ne doit pas être une règle posée <i>a priori</i> dans la méthode. Ce taux est susceptible de varier dans le temps, tel que montré par la Stratégie du Transporteur de pérennité du réseau.</p> <p>RECOMMANDATION N° 6 :</p> <p>Nous recommandons de remplacer comme suit le 1^{er} paragraphe de ce texte (qui est le 4^e paragraphe de l'Appendice C-1) :</p> <p><i>La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5 %, indiquée par le Transporteur sur son site OASIS, d'un certain pourcentage de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.</i></p>

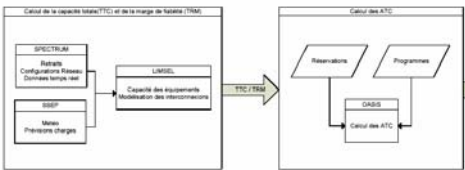
NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>1 (1)</p> <p>Équations pour le calcul de la capacité de transfert aux horizons prévisionnels</p>	<p>1. <i>Équations de base pour le calcul de la capacité de transfert:</i></p> <p><i>Horizon prévisionnel</i></p> <p>$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$</p> <p>$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non\ ferme} + CF + PBR$</p> <p>$ETC_{ferme} = QCRD + QCRND_{ferme} + NITS_{ferme} + PTP_{ferme} + ROR + GF_{ferme} + OS_{ferme}$</p> <p>$ETC_{nonferme} = QCRND_{nonferme} + NITS_{nonferme} + PTP_{non\ ferme} + GF_{non\ ferme} + OS_{non\ ferme}$</p>	<p>La proposition d'Hydro-Québec ne prévoit pas afficher les ATC ni les ETC de services fermes conditionnels. Nous proposons que les ATC et les ETC d'une liste de services fermes conditionnels soient calculés et affichés.</p> <p>De plus, pour fournir une information plus utile aux usagers, nous proposons d'afficher les TTC fiables, c'est-à-dire le TTC moins la marge de fiabilité (TRM) applicable à chaque cas. L'avantage de notre proposition quant aux TTC fiables est de fournir l'information quant à la capacité de transfert totale réellement disponible (avant réservations et obligations mais après soustraction de la marge de fiabilité) pour un niveau de service donné</p> <p>RECOMMANDATION N° 7 :</p> <p>Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><u><i>Pour chacun des horizons prévisionnels</i></u></p> <p><u>A. Les ATC</u></p> <p>$ATC_{ferme} = TTC - ETC_{ferme} - CBM - TRM_{ferme} + PBR$</p> <p><u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : $ATC_{ferme\ conditionnel} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{fermes\ conditionnels\ jusqu'au\ niveau\ énoncé} - CBM - TRM_{ferme\ conditionnel\ jusqu'au\ niveau\ énoncé} + CF + PBR$</u></p> <p>$ATC_{non\ ferme} = TTC - ETC_{ferme} - ETC_{non\ ferme} - CBM - TRM_{non}$</p>

		<p>ferme + CF + PBR</p> <p><u>B. Les TTC fiables</u></p> <p><u>Pour chacun des services ferme, non ferme et la liste des services fermes conditionnels :</u> <u>TTCfiable = TTC - TRM jusqu'au niveau de service énoncé</u></p> <p><u>C. Les ETC</u></p> <p>ETCferme = QCRD + QCRNDferme + NITSferme + PTPferme + ROR + GFferme + OSferme</p> <p><u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ETCferme conditionnel = PTPferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + GFferme conditionnel + OSferme conditionnel</u></p> <p>ETCnonferme = QCRNDnonferme + NITSnonferme + PTPnonferme + GFnonferme + OSnonferme</p>
<p>1 (2)</p> <p>Équations pour le calcul de la capacité de transfert en temps réel</p>	<p><i>Horizon temps réel</i></p> <p>ATCferme = TTC – ETCferme – CBM – TRMferme + PBR</p> <p>ATCnon ferme = TTC – ETCferme - ETCnon ferme – CBM – TRMnon ferme + CF + PBNS + PBR</p> <p>ETCferme = QCRD + QCRNDferme + NITSferme + PTPferme + GFferme + OSferme</p> <p>ETCnon ferme = QCRNDnon ferme + NITSnon ferme + PTPnon ferme + GFnon ferme + OSnon ferme</p>	<p>Nous proposons, pour l'horizon en temps réel, les mêmes changements que ceux apportés au paragraphe précédent pour les horizons prévisionnels. Bien que nous ayons maintenu ici les équations distinctes proposées par le Transporteur, il est à noter que les ATC en temps réel de tous les services auraient tendance à être identiques :</p> <p>RECOMMANDATION N° 8 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><u>Pour l'horizon en temps réel</u></p> <p><u>A. Les ATC</u></p> <p>ATCferme = TTC – ETCferme – CBM</p>

		<p>– TRMferme + PBR</p> <p><u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ATCferme conditionnel = TTC – ETCferme – ETC fermes conditionnels jusqu'au niveau énoncé – CBM –TRM ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + PBR</u></p> <p>ATCnon ferme = TTC – ETCferme-ETCnon ferme – CBM – TRMnon ferme + PBNS + PBR</p> <p><u>B. Les TTC fiables</u></p> <p><u>Pour chacun des services ferme, non ferme et la liste des services fermes conditionnels :</u> <u>TTCfiable = TTC - TRM jusqu'au niveau de service énoncé</u></p> <p><u>C. Les ETC</u></p> <p>ETCferme = QCRD + QCRNDferme + NITSferme + PTPferme + GFferme + OSferme</p> <p><u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ETCferme conditionnel = PTPferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + GFferme conditionnel + OSferme conditionnel</u></p> <p>ETCnonferme = QCRNDnonferme + NITSnonferme + PTPnon ferme + GFnon ferme + OSnon ferme</p> <p>L'avantage de notre proposition quant à une TTC fiable est de fournir l'information quant à la capacité de transfert totale réellement disponible (avant réservations et obligations) pour un niveau de service donné.</p>
1 (3)	Où:	

<p>Définitions des acronymes dans les équations</p>	<p>ATC: "Available Transfer Capability" Capacité de transfert disponible.</p> <p>TTC: "Total Transfer Capability" Capacité de transfert totale telle que définie à la section 3a.</p> <p>ETC: "Existing Transmission Commitments" Quantité de services de transport déjà engagés telle que définie à la section 3b.</p> <p>CBM: "Capacity Benefit Margin" Marge bénéficiaire de capacité telle que définie dans la section 3e.</p> <p>TRM: "Transmission Reliability Margin" Marge de fiabilité du réseau telle que définie à la section 3d.</p> <p>CF: "Counterflows" Programmes sur le (les) chemin(s) inverse(s) impliqués.</p> <p>PBNS: "Postbacks – Non Scheduled" Portion de l'ETC non programmée réofferte en capacité non ferme.</p> <p>PBR: "Postbacks – Redirects" Portion de la PTPferme déplacée par un client vers un autre chemin et réofferte sur le chemin d'origine.</p> <p>QCRD: "Québec Ressource Désignée" Capacité réservée par le Distributeur en ressource désignée pour la charge locale du Québec.</p> <p>QCRNDferme: "Québec Ressource non désignée" Capacité réservée par le Distributeur en ressource non désignée pour la charge locale du Québec.</p> <p>QCRNDnon ferme: "Québec Ressource non désignée" Capacité réservée par le Producteur en ressource non désignée pour la charge locale du Québec.</p> <p>NITS: "Network Integration Service"</p>	
---	--	--

	<p>Capacité réservée pour le service en réseau intégré.</p> <p>PTP: "Point To Point" Capacité réservée pour les services de transport point à point confirmés.</p> <p>ROR: "Roll-over Rights" Capacité réservée pour les droits de renouvellement associés aux services de transport long terme ferme.</p> <p>GF: "Grandfathered" Capacité réservée en vertu de droits acquis.</p> <p>OS: "Other Services" Capacité réservée en vertu d'autres types de services de transport.</p>	
--	--	--

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>2.0</p> <p>Schéma des étapes du calcul</p>	<p>2. Étapes de calcul de la capacité de transfert</p> 	

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>3.a.i</p> <p>Capacité de transfert totale</p>	<p>3. Composantes de la capacité de transfert</p> <p>a. Capacité de transfert totale (TTC):</p> <p>i) La TTC est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion de façon à ce que, suite à un évènement, la stabilité du réseau de transport soit maintenue et de façon à ce que les limites de tension et de capacité thermique soient respectées, conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et de la NERC. Les TTC sont évaluées à la frontière des installations du Transporteur.</p> <p>Les TTC anticipées sur un chemin sont toujours égales ou inférieures à la capacité de transfert de référence de ce chemin (TTC_{Créf}: valeur maximale de la TTC démontrée comme réalisable et sécuritaire).</p>	<p>Il s'agit de la méthode standard. Nous comprenons que la TTC inclut déjà une marge de stabilité de 1000 MW. Voir également la section 7 du présent rapport sur la publication des études de planification.</p>
<p>3.a.ii</p>	<p>ii) Pour évaluer la TTC, le Transporteur détermine par simulations informatiques en temps différé les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. Une limite d'exploitation est alors établie pour chacune des conditions d'exploitation envisagées.</p> <p>Par la suite, les conditions d'exploitation présumées durant la période d'analyse sont confrontées aux limites préalablement établies.</p> <p>Les TTC spécifiques à une période donnée sont calculées selon les conditions d'exploitation du réseau anticipées pour cette période.</p>	<p>Il s'agit de la méthode standard.</p> <p>Le processus de planification comporte également de telles simulations informatiques en temps différé déterminant les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. A l'Appendice K des Tarifs et conditions tel que prescrit par la FERC aux entités des États-Unis et aux sections 6 et 7 du présent rapport, il est fait état de l'opportunité de rendre disponibles de telles études de simulation.</p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	<p>Les TTCréf sont coordonnés avec le réseau voisin lors de la conception des installations et réévaluées annuellement en exploitation.</p> <p>La capacité de transfert d'un réseau voisin affecte les quantités de puissance pouvant être transférées par les interconnexions. À l'exception des équipements des interconnexions dont la propriété est partagée entre le Transporteur et le transporteur du réseau voisin, les paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins peuvent être considérés dans le calcul des TTC du Transporteur.</p>	
<p>3.a.iii (1)</p> <p>Prévisions de la demande (charges) et de l'offre (ressources)</p>	<p>iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prévision des charges régionales; - Prévisions de température de l'air ambiant; - Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale; - Plan des retraits approuvés. 	<p>Il s'agit de la méthode standard sauf pour l'omission suivante que nous proposons de corriger. Nous recommandons d'ajouter également la prévision des précipitations. Celles-ci augmentent en effet les pertes par effet couronne, particulièrement importantes pour les lignes à plus hautes tensions. Dans certaines conditions ces pertes étaient évaluées sur l'ensemble du réseau à 1500 MW. Elles sont indépendantes de la charge mais limitent la capacité de transfert des lignes.</p> <p>RECOMMANDATION N° 9 :</p> <p>Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><i>iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Prévision des charges régionales;</i> - <i>Prévisions de température de l'air</i>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		<i>ambiant;</i> - Prévisions de précipitations: - Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale; - Plan des retraits approuvés.
3.a.iii (2)	<p>Pour les dix prochains jours, la prévision des besoins québécois horaires en puissance est établie à partir d'une combinaison de modèles qui tiennent compte des données horaires climatiques. Cette prévision est mise à jour aux 5 minutes selon les derniers écarts observés. Elle est également mise à jour aux 20 minutes en fonction de toute nouvelle information pertinente. La prévision de la charge des sous-réseaux est établie à l'aide d'un modèle linéaire qui met en relation la puissance horaire de chaque sous-réseau avec la prévision des besoins québécois horaires en puissance. Cette prévision de la charge des sous-réseaux est mise à jour aux 20 minutes, immédiatement après le calcul de la prévision des besoins québécois horaires en puissance.</p>	<p>Cette méthodologie prévisionnelle est bien rodée. Les modèles datent du début des années 1980 et ont été peaufinés depuis.</p>
3.a.iii (3) et (4)	<p>Au-delà de dix jours, une prévision à plus long terme, révisée de deux à quatre fois par année, est utilisée.</p> <p>Cette prévision établit les besoins québécois horaires et les pointes de demande hebdomadaires correspondants aux prévisions mensuelles du Distributeur pour l'année courante et pour l'année suivante.</p>	<p>À cet horizon, les besoins horaires sont prévus à températures normales, de sorte que la prévision est beaucoup plus illustrative qu'opérationnelle.</p> <p>Il devrait être spécifié à l'article 37.1 des <i>Tarifs et conditions</i> que le Distributeur doit fournir au Transporteur des prévisions mensuelles pour l'année courante et l'année suivante. Voir la section 8.3 du présent rapport.</p>
3.a.iii (5)	<p>Lors de retraits de certains équipements de transport dans les réseaux d'interconnexion, la quantité de production localement disponible</p>	<p>Le texte d'Hydro-Québec ne nous semble pas tout à fait exact. Les hypothèses d'hydraulicité moyenne seront utilisées pour un TTC prévisionnel à long terme. Toutefois, à</p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	influence les TTC. Dans ce cas, comme il s'agit de production hydraulique au fil de l'eau, des hypothèses basées sur l'hydraulicité moyenne sont utilisées.	<p>mesure que l'horizon se rapproche, les données réelles permettront d'obtenir une prévision plus juste de l'hydraulicité à court terme (ex. Beauharnois). Enfin, la TTC en temps réel sera basée sur l'hydraulicité réellement constatée.</p> <p>RECOMMANDATION N° 10 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p>Lors de retraits de certains équipements de transport dans les réseaux d'interconnexion, la quantité de production localement disponible influence les TTC. Dans ce cas, comme il s'agit de production hydraulique au fil de l'eau, des hypothèses basées sur l'hydraulicité moyenne <u>la prévision de l'hydraulicité à l'horizon considéré</u> sont utilisées.</p>
3.a.iii (6)	Seuls les indisponibilités réelles et les retraits d'équipements de transport planifiés à long terme ou approuvés à court terme, sont considérés dans le calcul des TTC	
3.a.iv	iv) Les facteurs suivants influencent les capacités de transfert du transporteur.	
3.a.v (1)	<p>v) <i>Capacités de transfert des réseaux d'interconnexion:</i></p> <p>Les réseaux d'interconnexion sont des réseaux de transport régionaux exploités à des tensions de 120 kV, 230 kV ou 315 kV. Ces réseaux alimentent les interconnexions et peuvent également desservir des postes de charge. Les capacités de transfert de ces réseaux peuvent être limitées par des contraintes thermiques des équipements de transport qui les composent</p>	<p>L'énumération omet les réseaux régionaux d'interconnexion exploités à 765 kV (HQT-MASS) et 450 kV (HQT-NE). Voir le bloc de texte 3.a.v (5) du présent tableau, qui confirme bien que ces réseaux auraient dû être inclus.</p> <p>RECOMMANDATION N° 11 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><i>Les réseaux d'interconnexion sont</i></p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	(transformateurs, lignes de transport). Ces capacités peuvent également être limitées par des contraintes de basse tension d'exploitation à certains postes internes ou par des contraintes de stabilité des centrales internes.	des réseaux de transport régionaux exploités à des tensions de 120 kV, 230 kV ou 315 kV, <u>450 kV ou 765 kV</u> . Ces réseaux alimentent les interconnexions et peuvent également desservir des postes de charge. Les capacités de transfert de ces réseaux peuvent être limitées par des contraintes thermiques des équipements de transport qui les composent (transformateurs, lignes de transport). Ces capacités peuvent également être limitées par des contraintes de basse tension d'exploitation à certains postes internes ou par des contraintes de stabilité des centrales internes.
3.a.v (2)	<p><i>Caractéristiques électriques des équipements d'interconnexion:</i></p> <p>Les équipements du réseau du Transporteur sont conçus pour être utilisés en respectant des caractéristiques électriques et mécaniques précises. En particulier, les capacités thermiques des équipements d'interconnexion varient en fonction de la température de l'air ambiant. Pour la majorité des équipements d'interconnexion, une augmentation de la température cause une diminution de leur capacité.</p>	<p>C'e texte est exact mais l'on doit également faire mention des précipitations.</p> <p>RECOMMANDATION N° 12 :</p> <p>Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><i>Caractéristiques électriques des équipements d'interconnexion:</i></p> <p>Les équipements du réseau du Transporteur sont conçus pour être utilisés en respectant des caractéristiques électriques et mécaniques précises. En particulier, les capacités thermiques des équipements d'interconnexion varient en fonction de la température de l'air ambiant <u>et des précipitations</u>. Pour la majorité des équipements d'interconnexion, une augmentation de la température <u>ou des précipitations</u> cause une diminution de leur capacité.</p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
3.a.v (3)	<p><i>Retrait des équipements pour l'entretien des installations :</i></p> <p>Pour assurer l'entretien des installations, les équipements du réseau du Transporteur doivent être retirés de l'exploitation de façon occasionnelle. Ces retraits ont pour effet de réduire les capacités de transfert des interconnexions.</p>	<p>Pour s'assurer que l'entretien n'entraîne pas de discrimination induue, l'on devrait confirmer au texte la pratique actuelle sur OASIS selon laquelle les dates de l'entretien planifié doivent être affichées par le Transporteur.</p> <p>RECOMMANDATION N° 13 :</p> <p>Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><i>Retrait des équipements pour l'entretien des installations :</i></p> <p><i>Pour assurer l'entretien des installations, les équipements du réseau du Transporteur doivent être retirés de l'exploitation de façon occasionnelle. Ces retraits ont pour effet de réduire les capacités de transfert des interconnexions. <u>Leurs dates sont affichées raisonnablement à l'avance par le Transporteur sur le site OASIS.</u></i></p>
3.a.v (4)	<p><i>Charges raccordées aux réseaux d'interconnexion :</i></p> <p>Certains réseaux d'interconnexion alimentent des postes de charge. En livraison vers le réseau voisin, l'effet de ces charges internes est intégré dans le calcul de la TTC.</p> <p>Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert d'un bloc de charge d'un réseau voisin au réseau du Transporteur. Dans ce cas, la capacité de transfert considère le niveau maximal, annuel ou saisonnier, de la charge des postes transférés.</p>	

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
<p>3.a.v (5)</p>	<p><i>Production raccordée aux réseaux d'interconnexion :</i></p> <p>Certains réseaux d'interconnexion sont partiellement alimentés par des centrales locales. En réception du réseau voisin, l'effet de ces productions internes est intégré dans le calcul de la TTC.</p> <p>Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert de groupes turbine-alternateurs d'un réseau à l'autre. Dans ce cas, la capacité de transfert considère la puissance installée des groupes turbine alternateurs transférés, mais ne considère pas la production effectivement disponible de sorte que la TTC calculée pour une période donnée peut être supérieure à la production pouvant être transférée pendant cette période.</p> <p>Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupe turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.</p>	<p>Ce texte semble inclure le cas des interconnexions HQT-MASS (Ligne en provenance du poste de Chateauguay et de la centrale de Beauharnois) et HQT-NE (ligne à courant continu en provenance de Radisson et Nicolet à Des Cantons et Sandy Pond).</p> <p>L'ancien texte se lisait d'ailleurs comme suit :</p> <p><i>Les valeurs de capacité de transport évaluées tiennent compte essentiellement des contraintes dues aux équipements de transport. Pour les interconnexions où des groupes turbine alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin. Une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupes turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.</i></p>
<p>3.a.v (6)</p>	<p><i>Limite de perte de charge en première contingence (PCPC) :</i></p> <p>Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode livraison est équivalent à une perte de charge sur le réseau du Transporteur et engendre une augmentation de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur et la continuité de service,</p>	

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	<p>la quantité de charges (MW) pouvant être déclenchée suite à un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PCPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur et de la localisation de l'interconnexion. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PCPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PCPC est la plus contraignante. La TTC en livraison établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PCPC.</p>	
<p>3.a.v (7)</p>	<p><i>Limite de perte de production en première contingence (PPPC) :</i></p> <p>Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode réception est équivalent à une perte de production sur le réseau du Transporteur et engendre une diminution de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur, la quantité de production (MW) pouvant être déclenchée suite à un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PPPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PPPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PPPC</p>	

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	est la plus contraignante. La TTC en réception établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PPPC.	
3.a.v (8)	<p><i>Chemins concurrents :</i></p> <p>Certaines portions du réseau du Transporteur peuvent alimenter plusieurs interconnexions. La capacité de transfert sur ces portions de réseau peut être inférieure à la somme des capacités individuelles de transfert de chacune de ces interconnexions. Les services de transport engagés sur de tels chemins concurrents sont intégrés dans le calcul de l'ATC.</p>	<p>Ce paragraphe soulève la question de la possibilité de congestion du chemin interne (au point HQT) même lorsque la capacité de transfert disponible aux chemins d'interconnexion est suffisante.</p> <p>Afin de planifier si sa demande de service pourra être satisfaite par le Transporteur, le client du réseau a alors besoin d'informations additionnelles sur ce chemin interne, ce que des études de planification peuvent lui fournir si elles lui sont accessibles, et ce avant même qu'il n'entreprene de commander une étude d'impact spécifique à sa demande.</p> <p>Ces questions, qui relèveraient d'un éventuel Appendice K aux <i>Tarifs et conditions</i>, sont traitées en section 7 du présent rapport.</p>
3.a.v (9)	<p><i>Capacité simultanée de réception:</i></p> <p>La capacité totale de réception de la zone de réglage du Québec varie en fonction du bilan entre la charge du réseau, les livraisons vers les réseaux voisins et la production minimale à maintenir sur le réseau. Cette contrainte qui pourrait affecter la valeur des TTC en réception est très rarement limitative.</p>	

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
3.b	<p><i>b. Quantité de services de transport déjà engagés (ETC):</i></p> <p>i) L'ETC est la quantité totale de puissance qui est déjà réservée sur un chemin.</p> <p>ii) Comme le Transporteur offre les services de transport point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins, l'ETC reliée aux besoins de la charge locale y est représentée directement par des réservations de service point à point désignées par le terme QCRD.</p> <p>iii) Les demandes de réservations de services point à point (PTP) sont incluses dans l'ETC dès qu'elles obtiennent l'état "confirmé" ou, dans le cas des réservations de service point à point long terme, dès que la convention de service est signée.</p> <p>iv) Les droits de renouvellement associés aux réservations de service point à point long terme (ROR) sont présumés exercés par le client jusqu'à leur expiration ou jusqu'à leur supplantation par une autre demande concurrente selon les dispositions de l'article 2.2 de la Partie I des présentes.</p> <p>v) Sur l'horizon temps réel, si aucun programme n'est reçu en association à une réservation existante, la capacité de transfert disponible pour les services point à point non ferme est augmentée de la quantité réservée mais non programmée.</p>	
3.c	<p><i>c. Capacité d'interface disponible ("Available Flowgate Capability" - AFC):</i></p>	<p>Il est utile d'inclure ce paragraphe car il a pour effet d'informer les lecteurs, habitués à d'autres réseaux de</p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	L'AFC est utilisée plutôt que l'ATC pour évaluer la capacité de transfert entre les réseaux de différents transporteurs lorsque des équipements de transport dans l'un des réseaux impliqués sont affectés par les transits dans les autres réseaux. Comme le réseau de transport du Transporteur n'est pas sujet à des écoulements de puissance fortuits en provenance des réseaux voisins car il leur est relié uniquement par des interconnexions contrôlables, le concept d'interface ne lui est pas pertinent.	transport, qu'il n'y a pas de <i>flowgate</i> au Québec. RECOMMANDATION N° 14 : Nous recommandons de conserver à l'Appendice C-1 proposé son article 3c.
3.d.i	<p><i>d. Marge de fiabilité du réseau (TRM):</i></p> <p><i>i) Définition de la TRM</i></p> <p>La TRM quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées. Ces imprécisions sont dues à la variabilité de certains paramètres qui influencent le calcul de la TTC. Ces facteurs sont la charge en réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion, la production interne au réseau d'interconnexion et la quantité de production synchronisée à l'ensemble du réseau. Sur certaines interconnexions, la TRM comprend également des aléas pour la défaillance inopinée d'équipements de transport, une réserve pour tenir compte de modifications aux configurations de réseau qui pourraient être requises en fonction des demandes de service de transport et certains paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins.</p>	La description donnée ici de la <i>Transmission Reliability Margin (TRM)</i> appuie notre recommandation exprimée aux blocs 0(1) et 1(1) du présent tableau à l'effet de définir et afficher une TTC fiable.
	<i>ii) Méthodologie de calcul de la TRM</i>	RECOMMANDATION N° 15 :

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
3.d.ii	<p>En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.</p>	<p>Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><i>ii) Méthodologie de calcul de la TRM</i></p> <p><i>En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels <u>et les règles, normes et pratiques applicables en matière de fiabilité.</u> Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.</i></p>
3.d.iii	<p><i>iii) Bases de données utilisées pour le calcul de la TRM</i></p> <p>Les bases de données des TTC sont également utilisées pour le calcul des TRM.</p>	
3.d.iv	<p><i>iv) Conditions d'utilisation de la TRM</i></p> <p>Les TRM sont utilisées dans le calcul des capacités de transfert ferme disponibles seulement. Les TRM sont généralement nulles pour le calcul des capacités de transfert non-ferme disponibles.</p>	<p>Si des services fermes conditionnels deviennent disponibles, il y aura des TRM propres à chacun de ces services (basés sur un nombre d'heures maximal d'interruption par année acceptés par le client ou des interruptions dont le risque est accepté par le client et qui seraient causées par des conditions de réseau identifiées).</p> <p>Par ailleurs, il ne nous semble pas que la TRM du service non ferme soit nécessairement nulle, quoiqu'elle soit plus faible que la TRM du service ferme. Il n'appartient pas à la méthodologie de prescrire d'avance la nullité du TRM non ferme. Nous notons que même pour le service non ferme</p>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		<p>RECOMMANDATION N° 16 :</p> <p>Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :</p> <p><i>iv) Conditions d'utilisation de la TRM</i></p> <p><u>Les TRM varient selon qu'elles s'appliquent au service ferme, à un service ferme conditionnel ou au service non ferme.</u></p>
3.e	<p><i>e. Marge bénéficiaire de capacité ("Capacity Benefit Margin" - CBM)</i></p> <p>La CBM est une capacité de transfert ferme en importation qui est réservée afin de disposer d'une capacité d'importation en situation d'urgence. Actuellement, le Transporteur n'utilise pas de CBM dans le calcul des capacités de transfert disponibles.</p>	

8

THÈME 4 : LES ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON

48 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) n'ont pas de représentations à soumettre sur ce thème.

9

THÈME 5 : LES CRÉDITS POUR CLIENTS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

49 - Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose à l'article 30.6 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, que le client du service en réseau intégré (il n'y en a actuellement aucun au Québec) bénéficie d'un crédit s'il est propriétaire d'installations de transport.

Cette modification est en ligne avec l'actuel Appendice J des *Tarifs et conditions* de TransÉnergie qui prévoit déjà que le producteur d'électricité bénéficie d'un remboursement pour le coût de son poste de départ (incluant son réseau collecteur éolien) qu'il construit, en autant que ce coût ne dépasse pas un certain seuil visant à assurer que cet actif est prudemment acquis et utile (c'est-à-dire non surdimensionné). Tous ces actifs sont des composantes du réseau de transport.

Tout comme l'Appendice J, cette modification à l'article 30.6 de ses *Tarifs et conditions* assure la logique du traitement réglementaire de toutes les composantes du réseau de transport.

Nous faisons donc nôtres la recommandation suivante formulée par nos témoins-experts, Messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, à la section 8.6 de leur rapport :

RECOMMANDATION NO. 28 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter la modification proposée par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) à l'article 30.6 de ses *Tarifs et conditions* afin que le client du service en réseau intégré bénéficie d'un crédit s'il est propriétaire d'installations de transport.

10

THÈME 6 : LA CESSION ET REVENTE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT

50 - Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 23.1, 23.2 et 23.3 et à l'Appendice A-1 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, d'assouplir les procédures permettant à un client de céder ou transférer à un tiers la capacité qu'il a réservé.

Un tel assouplissement rejoint les préoccupations de SÉ-AQLPA. Il permet en effet de maximiser l'usage des équipements existants, réduisant ainsi la possibilité que des nouveaux équipements aient à être construits, alors que ceux déjà en place seraient sous-utilisés.

Nous en recommandons donc l'acceptation par la Régie, à l'instar de nos experts à la section 8.1 de leur rapport :

RECOMMANDATION NO. 21 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) aux articles 23.1, 23.2 et 23.3 et à l'Appendice A-1 de ses *Tarifs et conditions* à l'effet d'assouplir les procédures permettant à un client de céder ou transférer à un tiers la capacité qu'il a réservé.

11

THÈME 7 : LES PÉNALITÉS

51 - Lorsqu'Hydro-Québec Distribution procède à de la revente sur les marchés de ses surplus d'électricité, elle ne bénéficie plus des priorités et privilèges que lui accorde son statut de client de charge locale. Elle devient alors un client de point à point assujettie aux règles en conséquence.

Un tel statut évite notamment à Hydro-Québec Distribution de bénéficier de priorités par rapport à des transactions similaires de point à point qui pourraient être effectuées par Hydro-Québec Production. **La vente en gros d'électricité sur les marchés ne constitue d'ailleurs pas une mission de base d'Hydro-Québec Distribution ; Hydro-Québec Production, par sa capacité de réserve, est souvent mieux placée pour rejoindre les plages horaires et les créneaux de marché qui sont à la fois préférables économiquement et environnementalement.**

Au présent dossier, Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 28.6, 30.4, 36.5 et 38.5 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, de systématiser la règle selon laquelle le client de charge locale ou de réseau intégré est sujet aux règles du client de point à point lorsqu'il procède à des transactions hors de sa charge locale ou de son réseau intégré.

Une telle règle est conforme aux préoccupations environnementales de SÉ-AQLPA, en permettant une maximisation de l'utilisation du réseau et, de plus, en permettant que cette utilisation maximise les bénéfices environnementaux.

Nous faisons donc nôtres la recommandation suivante formulée par nos témoins-experts, Messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, à la section 8.4 de leur rapport :

RECOMMANDATION NO. 26 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 28.6, 30.4, 36.5 et 38.5 de ses *Tarifs et conditions*, visant à systématiser la règle selon laquelle le client de charge locale ou de réseau intégré est sujet aux règles du client de point à point lorsqu'il procède à des transactions hors de sa charge locale ou de son réseau intégré

12

THÈME 8 : LES AUTRES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

52 - Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose des modifications aux Annexes 2, 3, 6 et 7 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, afin de permettre la possibilité que les services ancillaires de réglage de tension, de réglage de fréquence, de maintien de la réserve tournante ou de maintien de la réserve arrêtée puissent être fournis par des ressources autres que la production.

Hydro-Québec explique que, suite au commentaire de certains intervenants, la FERC a accepté que certaines ressources autres que la production, notamment certaines charges modulables, ou des installations disposant d'une surcapacité de puissance réactive, puissent fournir certains services complémentaires si elles en sont capables. La FERC a donc modifié les services complémentaires prévus à l'OATT afin de prévoir cette éventualité. Hydro-Québec propose de modifier de façon similaire les Annexes 2, 3, 6 et 7.

En réponse à la Régie, le Transporteur explique :

Certaines technologies, par exemple les volants d'inertie, pourraient être utilisées pour fournir de la réserve tournante. *La gestion de la charge peut être aussi envisagée pour combler une partie des besoins en réserve 10 et 30 minutes. Si le Transporteur reçoit une demande, associée à une réservation de service de transport de point à point, d'utiliser des services complémentaires provenant d'une ressource autre que la production, il évaluera si cette*

ressource est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni actuellement par les centrales du Producteur.⁶²

Bien que ces possibilités ne soient pour l'instant pas utilisées, elles pourraient l'être à l'avenir ce qui serait intéressant du point de vue environnemental, en maximisant l'usage des équipements existants, lorsque des nouveaux investissements peuvent être évités.

Il est donc utile que les *Tarifs et conditions* prévoient cette éventualité.

Nous faisons donc nôtres la recommandation suivante formulée par nos témoin-experts, Messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, à la section 8.5 de leur rapport :

RECOMMANDATION NO. 27 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) aux Annexes 2, 3, 6 et 7 de ses *Tarifs et conditions*, afin de permettre la possibilité que les services auxiliaires de réglage de tension, de réglage de fréquence, de maintien de la réserve tournante ou de maintien de la réserve arrêtée puissent être fournis par des ressources autres que la production.

⁶² HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2009 Phase 2, Pièce B-73, HQT-8, Document 1, page 9, Réponse 7 à la Régie. Souligné en caractère gras par nous.

13

THÈME 10 : LA PRIORITÉ DE RENOUVELLEMENT

53 - Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose à l'article 2.2 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, que la priorité accordée aux renouvellements de contrats de service par rapport aux nouvelles demandes ne bénéficie qu'aux contrats de cinq ans ou plus, au lieu de contrats de seulement un an ou plus comme actuellement.

Une telle nouvelle règle rejoint les préoccupations environnementales de SÉ-AQLPA, notamment nos propos suivants contenus aux instructions fournies à nos témoins-experts :

*l'on devrait également s'assurer que les Tarifs et conditions et les processus mis en place par ceux-ci **ne comportent pas de règles nuisant de manière systémique aux ressources renouvelables installées (électricité éolienne, hydroélectricité), y inclus la production distribuée de ces ressources** et y inclus également le transit en importation, le transit en exportation ou le transit import-export (wheel-th rough) de l'électricité issue de ressources renouvelables. À ce sujet, l'on note qu'outre Hydro-Québec Production, des ressources renouvelables sont aussi disponibles dans les réseaux voisins de La Lièvre, Rio Tinto Alcan et de Terre-Neuve-et-Labrador et peuvent devoir faire l'objet de tels transits. Les Tarifs et conditions et les processus mis en place par ceux-ci ne devraient donc pas comporter de règles nuisant de manière systémique à de tels transits. Il serait particulièrement non souhaitable que des barrières indues à de tels transits aient pour effet de*

contraindre à la construction d'autres équipements hors du Québec (tels qu'une ligne alternative de transit sous-marine entre Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Angleterre) ou privent d'électricité renouvelable des territoires et des consommateurs qui auraient pu en bénéficier.

La nouvelle règle permet un meilleur équilibre de l'accès au réseau de transport, notamment en ce qui concerne Hydro-Québec Production, La Lièvre, Rio Tinto Alcan et de Terre-Neuve-et-Labrador.

Le seuil minimal de 5 ans pour que le contrat de service d'un client lui donne droit à des privilèges trouve écho quant au même seuil de durée contractuelle de 5 ans que la Régie de l'énergie a fixé pour qu'un client grand consommateur de Gaz Métro (SCGM) puisse bénéficier de rabais tarifaires additionnels :

Selon SCGM, la réduction accordée pour la durée de contrat est un élément important de la structure tarifaire. SCGM estime qu'avoir des engagements de moyen et long termes avec les clients permet au Distributeur de sécuriser la génération des revenus et de stabiliser les tarifs de l'ensemble des clients pour les années subséquentes. Par ailleurs, ces engagements facilitent la planification des outils d'approvisionnement.⁶³

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie doit déterminer si des engagements supérieurs à cinq ans génèrent des bénéfices additionnels pour l'ensemble de la clientèle et s'il est juste et raisonnable que des rabais additionnels soient consentis en conséquence. [...]

⁶³ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3484-2002, Décision D-2002-132, p. 7.

*La Régie juge juste et raisonnable d'accorder, par souci d'équité et de continuité, un rabais additionnel, calculé en fonction du nombre d'années auquel un client s'engagerait au delà de cinq ans.*⁶⁴

Par ailleurs, en fixant une durée minimale de 5 ans pour que les clients bénéficient d'un droit prioritaire au renouvellement, TransÉnergie évite la sous-utilisation du réseau qui survenait du fait qu'il ne pouvait vendre à d'autres clients la capacité disponible après la fin du contrat d'un an, sans savoir avant 60 jours de la fin du contrat si le client renouvellera celui-ci.

Suite à ce changement, le paramètre des droits acquis (GF) sera donc plus faible dans le calcul des capacités de transfert disponibles, de sorte que ces capacités disponibles seront susceptibles d'être plus élevées.

Ceci rejoint une autre des préoccupations de SÉ-AQLPA, à l'effet de maximiser l'usage des équipements existants, réduisant ainsi la possibilité que des nouveaux équipements aient à être construits, alors que ceux déjà en place seraient sous-utilisés.

Nous faisons donc nôtres la recommandation suivante formulée par nos témoins-experts, Messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, à la section 8.2 de leur rapport :

RECOMMANDATION NO. 22 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) à l'article 2.2 de ses *Tarifs et conditions* afin que la priorité accordée aux renouvellements de contrats de service par rapport aux nouvelles demandes ne bénéficie qu'aux contrats de cinq ans ou plus.

⁶⁴ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3484-2002, Décision D-2002-132, p. 17.

14

**THÈME 11 : LES DÉLAIS ET PROCÉDURES D'ACQUISITION DU SERVICE DE
TRANSPORT**

54 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) n'ont pas de représentations à soumettre sur ce thème.

15

THÈME 12 : LA DÉSIGNATION DES RESSOURCES EN RÉSEAU, JUSTIFICATION ET SUPPRESSION

55 - Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 38.2 et 38.3 de ses *Tarifs et conditions* que l'ajout ou la suppression de la désignation d'une ressource par le client de charge locale (Hydro-Québec Distribution) s'effectue par l'entremise du site OASIS.

A l'instar de nos témoins-experts, à la section 8.3 de leur rapport, il nous semble que la déclaration annuelle complète des ressources désignées par Hydro-Québec Distribution (actuelles et prévues sur 10 ans), prévue à l'article 37.1, devrait également être publiée sur le site OASIS.

De telles publications permettront plus de transparence, notamment aux fins de l'identification des contraintes sur le *chemin interne* de HQT et la planification du réseau.

De telles publications faciliteront également la résolution, un jour, de certaines anomalies constatées dans ces désignations de ressources du Distributeur, notamment le fait que des centrales nouvelles telles que Toulnostouc soient absentes de ces désignations (et donc considérées comme servant exclusivement au service point à point), alors que la réalité du réseau et de sa planification est que ces centrales servent aussi à la charge locale, ne serait-ce qu'afin d'en assurer la fiabilité d'approvisionnement, ce qu'Hydro-Québec a déjà elle-même affirmé. Voir notamment la preuve déposée par Hydro-Québec et différents intervenants au dossier R-3669-2008 Phase 1 et à des dossiers antérieurs du Transporteur.

RECOMMANDATION NO. 23 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) aux articles 38.2 et 38.2 de ses *Tarifs et conditions* à l'effet que l'ajout ou la suppression de la désignation d'une ressource par le client de charge locale (Hydro-Québec Distribution) s'effectue par l'entremise du site OASIS.

Nous recommandons que la déclaration annuelle complète des ressources désignées par Hydro-Québec Distribution (actuelles et prévues sur 10 ans), prévue à l'article 37.1, ait également à être publiée sur le site OASIS.

En Phase 1 du présent dossier R-3669-2008, il avait également été constaté que les déclarations annuelles des ressources désignées du Distributeur présentaient les anomalies suivantes :

- La puissance disponible en pointe de toutes les ressources non éoliennes étaient déclarées comme étant de 100 % de la puissance installée, ce qui est évidemment erroné. (Cette surévaluation de la puissance disponible en pointe était toutefois méthodologiquement compensée en augmentant la réserve requise en sus de la demande prévue).
- La puissance disponible en pointe déclarée de toutes les ressources éoliennes n'était ni leur puissance installée (100 %) ni leur puissance garantie en pointe coïncidente du réseau (environ 15 %) mais plutôt la puissance garantie en pointe coïncidente résultant à la fois de la production éolienne et de la production complémentaire de ressources hydroélectriques fournies par Hydro-Québec Production, ces dernières étant toutefois omises de la liste des ressources désignées.

Ces illogismes dans la méthode de désignation des ressources portent à conséquence puisque ce sont ces puissances déclarées qui servent au calcul des tarifs, au calcul de la partie remboursable par le Transporteur des ajouts au réseau et, surtout, au calcul

de la rentabilité des ajouts éoliens au réseau, ce sur quoi la Régie s'est récemment prononcée dans sa décision D-2009-071.

La non-cohérence entre la méthode de déclaration de la puissance des ressources non éoliennes et éoliennes amène mathématiquement une discrimination envers ces dernières.

Nous proposons une modification à l'article 37.1 de ses *Tarifs et conditions* afin que le Distributeur soit dorénavant requis, pour chacune de ses ressources désignées de fournir les trois informations suivantes :

- La puissance maximale à transporter.
- La puissance minimale garantie par cette ressource en pointe coïncidente du réseau.
- Lorsqu'une combinaison de ressources permet de garantir au Distributeur une certaine puissance en pointe coïncidente du réseau, le Distributeur doit l'indiquer, en *Désignant* chacune de ces ressources, en spécifiant la puissance minimale à transporter de chacune et la puissance garantie en pointe coïncidente du réseau qui résulte de leur combinaison.

Cette présentation plus cohérente de l'ensemble des renseignements relatifs à chacune des ressources désignées pourra permettre, à l'avenir, au régulateur de choisir de la manière la plus optimale possible celles de ces données qui doivent être employées à la fois aux fins de la planification et pour le calcul des tarifs, le calcul de la partie remboursable par le Transporteur des ajouts au réseau et, surtout, au calcul de la rentabilité des ajouts éoliens au réseau.

RECOMMANDATION NO. 24 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de modifier à l'article 37.1 des *Tarifs et conditions* du Transporteur afin que le Distributeur soit dorénavant requis, dans sa déclaration annuelle au Transporteur et pour chacune de ses ressources désignées, de fournir les trois informations suivantes :

- La puissance maximale à transporter.
- La puissance minimale garantie par cette ressource en pointe coïncidente du réseau.
- Lorsqu'une combinaison de ressources permet de garantir au Distributeur une certaine puissance en pointe coïncidente du réseau, le Distributeur doit l'indiquer, en *Désignant* chacune de ces ressources, en spécifiant la puissance minimale à transporter de chacune et la puissance garantie en pointe coïncidente du réseau qui résulte de leur combinaison.

Enfin, il y aurait lieu de spécifier à l'article 37.1 des *Tarifs et conditions* que le client de charge locale doit fournir notamment des prévisions mensuelles de sa charge pour l'année courante et l'année subséquente, par concordance avec l'article 3(a)(iii) (4^e paragr.) de l'Appendice C-1 examiné précédemment.

RECOMMANDATION NO. 25 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de spécifier à l'article 37.1 des *Tarifs et conditions* que le client de charge locale doit fournir notamment des prévisions mensuelles de sa charge pour l'année courante et l'année subséquente, par concordance avec l'article 3(a)(iii) (4^e paragr.) de l'Appendice C-1 proposé.

16

THÈME 13 : LE SERVICE SECONDAIRE

56 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) n'ont pas de représentations à soumettre sur ce thème.

17

THÈME 14 : LA NORMALISATION DES RÈGLES ET PRATIQUES D'AFFAIRES

57 - Comme nous l'avons vu plus haut, l'Appendice C-1 proposé par Hydro-Québec (TransÉnergie) reproduit un extrait de l'actuel Appendice C, en énonçant que *[l]es lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible ("Available Transfer Capability" - ATC) :*

(a) les pratiques usuelles des services publics;

(b) les critères et les lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);

*(c) les critères et directives applicables du Transporteur.*⁶⁵

En soumettant l'évaluation de l'ATC non seulement aux critères et directives dûment adoptés, mais également aux *pratiques usuelles des services publics*, le Transporteur se dote ainsi d'une nécessaire souplesse lui permettant, d'adapter l'application des critères et directives en cas de situations nouvelles ou imprévues, tout en respectant les objectifs de ces critères et directives. Une telle souplesse est saine.

⁶⁵ **HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-2, Document 1, Fiche de l'Appendice C-1. Voir le bloc de texte 0(2) au tableau de la section 4 du présent rapport.

Hydro-Québec (TransÉnergie) propose de définir comme suit la notion de *Pratiques usuelles des services publics* comme suit à l'article 1.14 :

1.44 *Pratiques usuelles des services publics* : Les pratiques, méthodes et actes utilisés ou approuvés par une grande partie des services publics d'électricité pendant la période en cause, ou les pratiques, méthodes et actes qui, dans l'exercice d'un jugement raisonnable à la lumière des faits connus au moment où la décision a été prise, auraient pu permettre d'atteindre le résultat souhaité à un coût raisonnable en accord avec les pratiques usuelles en matière de commerce, de fiabilité, de sécurité et de rapidité. Les pratiques usuelles des services publics ne visent pas à se limiter exclusivement aux pratiques, méthodes ou actes optimaux, mais visent plutôt les pratiques, méthodes ou actes qui sont généralement acceptés dans la région, y compris l'exploitation du réseau de transport principal à l'intérieur des limites de stabilité, des limites de tension et des limites thermiques du réseau électrique et de l'équipement afin d'y empêcher des déclenchements en cascade, une instabilité ou une séparation fortuite à la suite d'une perturbation brusque due notamment à une panne imprévue d'un ou plusieurs éléments du réseau.

Cette définition large nous apparaît adéquate et fournit la souplesse nécessaire au Transporteur.

L'Ordonnance 888 de la FERC fournissait des exemples de telles « *pratiques usuelles* », celles-ci pouvant même être propres à un transporteur spécifique :

The Final Rule pro forma tariff includes specific terms and conditions rather than general principles. By initially requiring a standardized tariff, [...] we intend to foster broad access across multiple systems under standardized terms and conditions. However, in response to concerns raised by certain commenters,

*the tariff provides for certain deviations where it can be demonstrated that unique practices in a geographic region require modifications to the Final Rule pro forma tariff provisions. Accordingly, where applicable, the tariff permits the use of alternative non-price terms or conditions that are reasonable, generally accepted in the region, and consistently adhered to by the transmission provider.*⁶⁶

*As we explained above with respect to the Pacific Northwest, we will permit entities to incorporate prevailing regional practices (e.g., treatment of hydropower generation in the priority of dispatch) into regional open access transmission tariffs. This should permit entities in a region to resolve concerns over the scheduling of non-firm hydropower. In addition, if a utility and its customers can agree on the scheduling of non-firm hydropower and the disruption of firm transactions, we would permit that resolution to be incorporated into the utility's tariff. Utilities are permitted to consider seasonal variations in hydropower availability in the determination of Available Transmission Capacity to be posted on the OASIS.*⁶⁷

⁶⁶ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket no. RM95-8-000, Order no. 888. *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities. Final Rule*, April 24, 1996 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa), p. 293. Published at 75 FERC 61,080.

⁶⁷ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket no. RM95-8-000, Order no. 888. *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities. Final Rule*, April 24, 1996 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa), p. 654. Published at 75 FERC 61,080.

3. Clarification Regarding Terms and Conditions Reflecting Regional Practices

*We have built a degree of flexibility into the tariffs to accommodate regional and other differences. Certain non-rate Final Rule pro forma tariff provisions specifically allow utilities either to follow the terms of the provision or to use alternatives that are reasonable, generally accepted in the region, and consistently adhered to by the transmission provider (e.g., time deadlines for scheduling changes, time deadlines for determining available capacity). In addition, other tariff provisions require utilities to follow Good Utility Practice. The definition of "Good Utility Practice," contained in Section 1.14 of the Final Rule pro forma tariff, states that it "is not intended to be limited to the optimum practice, method, or act to the exclusion of all others, but rather to be acceptable practices, methods or acts generally accepted in the region."*⁶⁸

Plus récemment, l'Ordonnance 890 de la FERC ajoute que ce sont des considérations économiques qui peuvent amener un transporteur à s'écarter d'une de ses règles de fiabilité, tout en respectant les objectifs :

*Thus, to represent good utility practice and provide comparable service, the transmission planning process under the pro forma OATT must consider both reliability and economic considerations. The purpose of this principle is to ensure that the latter is considered adequately in the transmission planning process.*⁶⁹

⁶⁸ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Docket no. RM95-8-000, Order no. 888. *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities. Final Rule*, April 24, 1996 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa), pp. 397-398. Published at 75 FERC 61,080.

⁶⁹ **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)**, Dockets Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, Order No. 890. *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Final Rule*, February 16, 2007, 18 CFR Parts 35 and 37,

La norme F.22-01 d'Hydro-Québec sur le *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension* fournit un autre exemple d'une telle approche :

*S'il est impossible de respecter ces exigences, le client, la firme d'ingénieurs-conseils ou le maître électricien doit entrer en contact avec un représentant d'Hydro-Québec qui le référera aux responsables de l'unité corporative Expertise et développement technologique de la vice-présidence Ventes et services à la clientèle*⁷⁰

La Norme E.21-10 d'Hydro-Québec pour la fourniture d'électricité en basse tension (*Livre Bleu*) est d'ailleurs au même effet :

*S'il est impossible de respecter ces exigences, le maître électricien doit entrer en contact avec un représentant d'Hydro-Québec pour convenir d'une solution.*⁷¹

Hydro-Québec Distribution avait déjà, dans un autre dossier, comment elle faisait usage de la flexibilité nécessaire dont elle dispose dans l'application des normes :

*[...] lorsqu'il arrive de nouvelles situations où les techniques usuelles ne peuvent être déployées, **les ingénieurs spécialisés du Distributeur s'emploieront à trouver avec le client et les autres compagnies impliquées, des solutions parfois ad hoc ou si la situation découle de***

p. 310, paragr. 542. Reproduit sous : HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE), Dossier R-3669-2008 Phase 2, Pièce B-73, HQT-5, Document 1.

⁷⁰ HYDRO-QUÉBEC, *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension*. (Norme F.22-01), extrait déposé au Dossier R-3535-2004, Phase 1, Pièce SÉ-AQLPA-3, Document 2.

⁷¹ HYDRO-QUÉBEC, *Norme de fourniture d'électricité en basse tension* (Norme E.21-10, Livre Bleu), extrait déposé au Dossier R-3535-2004, Phase 1, Pièce SÉ-AQLPA-3, Document 1.

l'émergence de nouvelles techniques, qui seront déployées à d'autres clients le cas échéant. Il peut s'agir à titre d'exemple de tirage de câble souterrain au-delà des limites normalisées, de structures souterraines fortement encombrées, ou de ligne aérienne en commun avec portée lâche; [...] ⁷²

Lorsqu'il s'avère impossible de respecter l'intégralité de l'un des quatre (4) documents mentionnés au préambule du Distributeur à sa réponse précédente, par exemple, ***le Distributeur examine la possibilité d'adaptation de ses exigences techniques de manière à respecter les objectifs également mentionnés au préambule***. Dans un premier temps, le Distributeur s'assure que l'ajustement proposé n'a pas pour effet d'occasionner un risque pour la sécurité du public et de ses employés. Le Distributeur valide qu'il n'y aura pas d'incidence affectant la pérennité de l'installation et que l'ajustement ne contrevient pas à une des normes des organismes de réglementation telle la CSA. De plus, le Distributeur s'assure qu'il est possible d'intégrer l'ajustement sans imposer des contraintes dans l'application des processus en usage, que l'ajustement peut s'intégrer aux méthodes de travail en usage ou qu'une adaptation est possible sans occasionner des coûts supplémentaires supérieurs à ceux qu'imposerait le respect de l'exigence technique dans la situation en cause. ⁷³

Une telle approche se retrouve ailleurs également dans la pratique en ingénierie. Ainsi par exemple, le *Guide d'utilisateur du Code national du bâtiment* prévoit que les utilisateurs puissent avoir à s'écarter des normes prescrites pour faire face à des situations

⁷² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3535-2004, Phase 2, Pièce B-5, HQD-4, Doc. 1, Préambule à la réponse 1.1 à la Régie, page 6. Souligné et caractère gras par nous.

⁷³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3535-2004, Phase 2, Pièce B-5, HQD-4, Doc. 1, Réponse 2.1 à la Régie, page 8. Souligné et caractère gras par nous.

imprévues, auquel cas ils devront faire preuve de jugement et de discernement en recherchant des solutions alternatives permettant d'atteindre des objectifs comparables aux normes.⁷⁴

* * *

Nous nous inquiétons toutefois d'un autre ajout, proposé par Hydro-Québec à l'article 4 des *Tarifs et conditions*, et qui se lirait comme suit :

Le Transporteur doit afficher sur le site OASIS et sur son site Web public un lien électronique vers toutes les règles, normes et pratiques (i) qui sont liées aux termes et conditions du service de transport, (ii) qui ne sont pas assujetties à une restriction de droit d'auteur du North American Energy Standards Board (NAESB), et (iii) qui ne figurent pas dans le présent document. Le Transporteur doit afficher sur le site OASIS et sur son site Web public un lien électronique vers le site Web du NAESB, où l'on peut obtenir toutes les règles, normes et pratiques protégées par un droit d'auteur. Le Transporteur doit également afficher sur le site OASIS et sur son site Web public un lien électronique vers un énoncé du processus qu'il utilisera pour ajouter, supprimer ou modifier les règles, normes et pratiques qui ne figurent pas dans le présent document. Cet énoncé doit indiquer le moyen que le Transporteur entend prendre pour aviser dans un délai raisonnable les clients du service de transport et les clients admissibles des ajouts, suppressions et modifications effectués, de la date à laquelle ils entreront en vigueur et de toute

⁷⁴ COMMISSION CANADIENNE DES CODES DU BÂTIMENT ET DE PRÉVENTION DES INCENDIES (CCCBPI), CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES DU CANADA (CNRC), *Guide d'utilisateur du Code national du bâtiment (CNB-1995)*, extrait déposé au Dossier R-3535-2004, Phase 1, Pièce SÉ-AQLPA-3, Document 3.

procédure de mise en œuvre supplémentaire qu'il jugera appropriée. [Souligné et caractère gras par nous]

En se contraignant à publier par écrit, non seulement les règles et normes, mais également ses pratiques, le Transporteur risque de se priver de la nécessaire flexibilité que lui confère la référence à la notion de *Pratiques usuelles des services publics* vue plus haut.

Le Transporteur pourrait toutefois se garder la souplesse voulue en formulant ses *Pratiques* ainsi publiées d'une manière qui lui maintienne cette flexibilité.

Nous faisons donc nôtres la recommandation suivante formulée par nos témoins-experts, Messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, à la section 5 de leur rapport.

Nous remarquons que TransÉnergie s'en remet à la Régie quant à celle-ci.

RECOMMANDATION NO. 17 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter Hydro-Québec (Transporteur), dans la publication de ses *pratiques* qui sera requise par le nouveau texte de l'article 4 des *Tarifs et conditions*, à s'assurer que la formulation de celles-ci soit telle qu'elle maintienne une flexibilité pour adapter ses règles à des cas de situations nouvelles et imprévues, tout en en respectant les objectifs.

18

THÈME 15 : LA SOLVABILITÉ

58 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) n'ont pas de représentations à soumettre sur ce thème.

19

THÈME 16 : LES DÉFINITIONS

59 - L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) n'ont pas de représentations à soumettre sur ce thème, outre les définitions déjà abordées lors de l'examen des thèmes précédents.

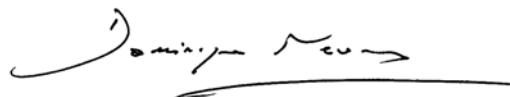
20

CONCLUSION

60 - Pour l'ensemble de ces motifs, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) recommandent respectueusement à la Régie de l'énergie d'accueillir les recommandations énoncées à la présente argumentation.

61 - Le tout, respectueusement soumis.

Montréal, le 4 juillet 2011



Dominique Neuman, LL.B.
Procureur

*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)
Stratégies Énergétiques (S.É.)*