

**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE  
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2017**

**DOSSIER : R-3981-2016**

**PLAN D'ARGUMENTATION DE  
NALCOR ENERGY MARKETING CORPORATION  
(« NEMC »)**

**PRÉSENTÉ À LA  
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC  
(LA « RÉGIE »)**

**LE 29 NOVEMBRE 2016**

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>A. L'INTÉGRATION À LA BASE TARIFAIRE DU TRANSPORTEUR DU PROJET DE LIGNE À 735 KV DE LA CHAMOUCHOUANE – BOUT-DE-L'ÎLE .....</b>	<b>3</b>
1. LES PRINCIPES APPLICABLES .....	3
2. Éléments saillants de la preuve relatifs au projet Chamouchouane – BOUt-de-L'Île 8	
3. Principe de la causalité des coûts .....	17
3.1 La décision D-2002-95 .....	17
3.2 autres cas d'application du principe de la causalité des coûts .....	23
<b>B. TRAITEMENT COMPTABLE DES COÛTS DE REMPLACEMENT DES DISJONCTEURS DE MODÈLE PK.....</b>	<b>33</b>
<b>C. NOUVELLES RÈGLES RELATIVES AUX PRATIQUES D'AFFAIRES DU NAESB</b>	<b>33</b>
<b>D. MÉTHODE D'INFORMATION DU TRANSPORTEUR À SES CLIENTS A POSTERIORI LORS D'ÉVÉNEMENTS AYANT CONDUIT À DES INTERRUPTIONS DE SERVICES.....</b>	<b>34</b>
<b>E. BILAN DE L'APPLICATION DU PROCESSUS D'INFORMATION ET D'ÉCHANGES SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....</b>	<b>35</b>

**A. L'INTÉGRATION À LA BASE TARIFAIRE DU TRANSPORTEUR DU PROJET DE LIGNE À 735 KV DE LA CHAMOUCOUANE – BOUT-DE-L'ÎLE**

**1. LES PRINCIPES APPLICABLES**

1. Le paragraphe 1 de l'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01 (la « **Loi** ») prévoit que pour la fixation d'un tarif de transport d'électricité, la Régie doit établir la base de tarification d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « **Transporteur** ») 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 »;

2. Lors d'une demande d'inclusion d'actifs ou d'immeubles préalablement autorisée en vertu de l'article 73 de la Loi à la base de tarification du Transporteur, le test pour déterminer la juste valeur des actifs que la Régie estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité se résume comme suit :

(1) Le Transporteur doit, dans le cadre d'un dossier tarifaire, démontrer la prudence et l'utilité de ses investissements; il ne peut tout simplement s'en remettre à l'autorisation délivrée en vertu de l'article 73 de la Loi;

(2) Pour faire cette démonstration, le Transporteur doit identifier les actifs ayant fait l'objet de l'autorisation, démontrer le respect des conditions d'approbation préalable et fournir aux intervenants et à la Régie suffisamment d'information sur ceux-ci pour leur permettre d'apprécier la justification des ajouts demandés à la base de tarification;

(3) Si et seulement si, sur la base des informations fournies dans le cadre du dossier tarifaire, la Régie en vient à la conclusion que le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable et que les coûts de réalisation ne sont pas supérieurs à ceux approuvés, cette dernière peut alors présumer de leur prudence et de leur caractère utile;

(4) Sur la base de cette démonstration, la présomption de prudence et d'utilité s'applique et il y a renversement du fardeau de la preuve sur les intervenants qui peuvent toujours remettre en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification du Transporteur et ce, en vertu des motifs suivants : abus, dépassements de coûts exagérés, imprudence, autres motifs;

3. Cet examen de la juste valeur des actifs et du caractère prudemment acquis et utile d'un investissement par la Régie lors d'une demande d'inclusion à la base de tarification du Transporteur découle notamment des décisions suivantes :

➤ D-2002-95 (extraits), p. 78 et 79 :

**ONGLET 1**

**« 3.4.2. OPINION DE LA RÉGIE**

La Régie juge opportun de préciser qu'une distinction doit être faite entre l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs au réseau de transport et la prise

en compte de la valeur de ceux-ci dans l'établissement de la base de tarification du transporteur.

[...]

Toutefois, le caractère prudemment acquis et utile d'actifs pour l'exploitation du réseau de transport ainsi que leur juste valeur pour les fins de l'établissement de la base de tarification du transporteur doivent faire l'objet d'un examen lors d'un dossier tarifaire, tel que prévu au paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, même si l'ajout de ces actifs a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

En conséquence, la Régie est d'avis que c'est dans ce cadre défini par la Loi que l'inclusion d'actifs à la base de tarification doit être traitée. »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

➤ D-2005-50 (extraits), p. 50 à 52 :

**ONGLET 2**

« Il appartient au Transporteur de démontrer la prudence et l'utilité de ses investissements. Ce fardeau de preuve, commun à tous les demandeurs et à l'ensemble de la demande tarifaire, ne peut lui échapper à l'égard des ajouts à la base de tarification. Aucune disposition, dans la Loi, ne soutient une absence de preuve ou un tel renversement du fardeau de la preuve aux intervenants à ce sujet.

[...]

Si le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable et que les coûts de réalisation ne sont pas supérieurs à ceux approuvés, la Régie peut présumer de leur prudence et de leur utilité.

Malgré tout, lors de la demande d'inclusion à la base de tarification, le Transporteur ne peut se contenter d'alléguer l'existence de l'autorisation préalable pour justifier l'inclusion de l'actif puisqu'une telle autorisation ne doit pas être interprétée comme une reconnaissance automatique pour fins d'inclusion dans la base de tarification. Le Transporteur doit identifier les actifs, démontrer le respect des conditions d'approbation préalable et fournir aux intervenants et à la Régie suffisamment d'information sur ceux-ci pour leur permettre d'apprécier la justification de l'ajout demandé à la base de tarification.

**Pour ses prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Transporteur de dresser la liste des actifs (par projets ou catégories de projets de moins de 25 M\$) qu'il désire ajouter à sa base de tarification.** Il en mentionnera l'origine et les conditions de l'approbation préalable. Il soutiendra, vraisemblablement par la déclaration de ses gestionnaires, que ces actifs sont en usage pour l'exploitation de son réseau et qu'ils sont mis au service de ses clients. Par exemple, dans le cas d'une ligne de transport, il affirmera que la ligne est en service ou qu'elle le sera durant l'année témoin projetée et qu'il en perçoit des revenus de transport conformément aux Tarifs et conditions.

Sur la base de cette démonstration, la présomption de prudence et d'utilité prend son sens et renversera le fardeau de la preuve pour la faire porter sur les

intervenants qui remettent en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification du Transporteur.

Sur la base de l'information soumise, les intervenants pourront examiner les demandes d'ajout d'actifs, mais ils assumeront le fardeau de renverser cette présomption de bonne foi des décisions antérieures du Transporteur, par une démonstration d'abus, de dépassements de coûts exagérés, **d'imprudence ou autrement.**

La Régie pourra ainsi, à la lumière des informations soumises par le Transporteur, s'assurer que les sommes approuvées ont été prudemment engagées à la lumière des circonstances qui prévalaient au moment de la prise de décision et qu'elle donnera effet à la présomption de bonne foi invoquée par le Transporteur. »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

4. En ce qui concerne l'intégration à la base tarifaire du Transporteur du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île (le « **projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île** »), la Régie reconnaissait la pertinence du débat l'année dernière dans le cadre de la cause tarifaire 2016, mais jugeait alors qu'il était prématuré :

- Dossier R-3934-2015, pièce A-0019, Notes **ONGLET 3**  
sténographiques de l'audience du 24 novembre 2015 -  
Volume 1, p. 152, l. 2 à 14 :

« En ce qui a trait au principe de la causalité des coûts, la Régie note, d'une part, que l'ensemble de la preuve présentée au mémoire traite d'un dossier pour lequel aucune demande d'inclusion à la base de tarification n'est demandée dans ce dossier. D'autre part, l'intervenante ne demande aucune application de ce principe dans le cadre du dossier actuel.

**La Régie confirme que ce type de débat doit se dérouler dans le cadre d'un dossier tarifaire,** le cas échéant, comme le mentionne la décision D-2005-50. Cependant, dans le présent dossier, il est prématuré. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

5. La Régie a confirmé à nouveau cette position en rejetant les moyens préliminaires du Transporteur demandant le rejet de la preuve de NEMC sur le sujet relatif à l'intégration des investissements du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île à la base de tarification :

- Dossier R-3981-2016, Notes sténographiques de **A-0027**  
l'audience du 18 novembre 2016 - Volume 2, p. 9, l. 2  
à l. 17 :

« Les conclusions de NEMC dans son mémoire fait (sic) suite à la demande du Transporteur d'inclure les coûts à sa base de tarification en lien avec le projet de Chamouchouane Bout-de-L'Île dans le cadre de la présente demande tarifaire.

Le sujet de l'inclusion de ces sommes ou d'une partie de ces sommes à la base de tarification du Transporteur est pertinent dans le cadre d'un dossier tarifaire. En conséquence, la Régie rejette la demande de radiation du Transporteur.

La Régie comprend que le Transporteur conteste la légalité et la validité des conclusions de NEMC. La Régie pourra trancher ce litige après avoir entendu les participants sur le fond du dossier. »

6. Il ressort de ce qui précède que la présomption du caractère prudemment acquis et utile d'un investissement est créée si et seulement si :
  - (1) le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable (soumettre suffisamment d'information pour démontrer le respect des conditions d'approbation préalable afin d'apprécier la justification de l'ajout demandé à la base de tarification); et
  - (2) que les coûts de réalisation du projet ne sont pas supérieurs à ceux approuvés.
7. Quant à la possibilité pour les intervenants de repousser cette présomption du caractère prudemment acquis et utile, si présomption il y a, il ressort de la décision D-2005-50 que la présomption peut être repoussée par une démonstration d'imprudence ou autrement;
8. Cette position est reprise par la Cour supérieure de l'Ontario, dans sa décision *Enbridge Gas Distribution Inc. c. Ontario Energy Board*, laquelle a été citée dans la décision de principe D-2005-50 :

➤ *Enbridge Gas Distribution Inc. c. Ontario Energy Board*, 2005 CanLII 4941 (ON SCDC), p. 2, 7 et 8 : **ONGLET 4**

« The OEB applied the test that a utility is entitled to recover its "prudently incurred" costs. Under this test, decisions made by the utility's management should generally be presumed to be prudent **unless challenged on reasonable grounds.** To be prudent, a decision must have been reasonable under the circumstances that were known or ought to have been known at the time the decision was made. Hindsight should not be used in determining prudence, although consideration of the outcome of the decision may legitimately be used to overcome the presumption of prudence. Prudence must be determined in a retrospective factual inquiry, in that the evidence must be concerned with the time the decision was made and must be based on facts about the elements that could or did enter into the decision at the time. Purporting to apply this test, the OEB concluded that: the presumption of prudence has been overcome; there were reasonable grounds to inquire into the prudence of Enbridge's decisions; and Enbridge did not act prudently in incurring the Alliance 1 and 2 costs. In the result, Enbridge was not permitted to recover \$11 million in costs.

[...]

[10] The parties also agree that the Board in this case correctly defined the prudence standard at para. 3.12.2 of its decision as follows:

-- Decisions made by the utility's management should generally be presumed to be prudent **unless challenged on reasonable grounds**.

-- To be prudent, a decision must have been reasonable under the circumstances that were known or ought to have been known to the utility at the time the decision was made.

-- Hindsight should not be used in determining prudence, although consideration of the outcome of the decision may legitimately be used to overcome the presumption of prudence.

-- Prudence must be determined in a retrospective factual inquiry, in that the evidence must be concerned with the time the decision was made and must be based on facts about the elements that could or did enter into the decision at the time. »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

9. Le non-respect des principes réglementaires applicables, tel que la causalité des coûts (décrit plus bas à la section « Principe de la causalité des coûts ») qui est à la base des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « **Tarifs et conditions** »), lié à la démonstration non-contredite de la capacité excédentaire importante du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île (voir plus bas notre référence aux « Éléments saillants de la preuve ») constitue un motif raisonnable permettant de repousser la présomption;
10. L'auteur Charles F. Phillips, Jr., dans son ouvrage intitulé « *The Regulation of Public Utilities* », lequel est cité dans la décision de principe D-2005-50 dans le cadre du test applicable pour déterminer la juste valeur d'un actif et son caractère prudemment acquis et utile, reconnaît que la démonstration d'une capacité excédentaire est un de ces motifs raisonnables justifiant la non-intégration de ces coûts dans la base de tarification :

- Charles F. PHILLIPS JR., *The Regulation of Public Utilities*, Theory and Practice, Arlington Virginia, 1993, p. 341-342 :

**ONGLET 5**

« In their prudence investigations, commissions have disallowed an estimated \$14 billion due to imprudence, generally running between 8 and 15 percent of a plant's final cost, but sometimes much higher. The New York commission, for instance, found that \$1.395 billion of Long Island Lighting's Shoreham plant (about 30 percent of the estimated total cost of \$4.62 billion) was incurred because of construction imprudence. Construction-related issues, however, are only one aspect of prudence reviews. Disallowances have been made because (1) of excess capacity (discussed below), (2) a plant should have been cancelled sooner, (3) construction should not have been halted (delayed) or, if halted, construction should not have been restarted, (4) the capacity cost more than it should have cost in terms of alternative energy sources or the optimal supply alternative, and/or (5) cost overruns related to Nuclear Regulatory Commission (or other regulatory bodies) policy changes were not supported. In some of these cases, it should be noted, disallowances were based upon the used and useful test; they were not found to be imprudent.

**Excess capacity.** Excess capacity has been defined as « capacity over and above that necessary to meet peak demand plus that capacity to insure that there is a margin to allow for day-to-day variations in the operating condition of installed generation. For electric utilities, at 15 to 20 percent reserve margin has been viewed historically as necessary. But ever since the Arab oil embargo in 1973, the industry's reserve margin has climbed, remaining above 30 percent over the last decade (and nearer the 50 percent for some firms). Notes Studness:

The recent frightful cost escalations of nuclear plant construction, of course, proved to be the catalyst that finally precipitated the realization that the industry's excess capacity is no longer an unavoidable product of unforeseeable events. Similarly, disallowance has emerged as the vehicle with which ratepayers are attempting to shift the costs of excess capacity onto shareholders.

The possibility of excess capacity raises several regulatory problems. How, for example, should excess capacity be identified? The most common method is physical excess capacity – capacity determined to be over and above a required reserve margin. Is excess capacity plant specific or system specific? It is generally considered to be plant specific. To illustrate: The Pennsylvania commission determined that 945 megawatts of Pennsylvania Power & Light's interest in Susquehanna Unit 2 were excess and disallowed \$443.2 million, while the Kansas commission determined that 327 megawatts of Kansas Gas & Electric's interest in Wolf Creek were excessive and disallowed \$716.3 million. In contrast, in an earlier case, the Pennsylvania commission determined that Philadelphia Electric's investment in Salem Unit 1 resulted in 775 megawatts of excess capacity and disallowed \$25 million based on "the least economical units". »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

## **2. ÉLÉMENTS SAILLANTS DE LA PREUVE RELATIFS AU PROJET CHAMOUCOUANE – BOUT-DE-L'ÎLE**

11. Premièrement, nous désirons attirer l'attention de la Régie sur la réflexion de monsieur Pascal Cormier, analyste économique pour NEMC, sur les informations fournies par le Transporteur pour justifier le projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île et expliquer l'effet d'entonnoir au poste de la Chamouchouane, notamment l'augmentation importante de production au nord du Québec, en amont du poste de la Chamouchouane, et la fermeture de la centrale nucléaire Gentilly-2 située près de Montréal (dossier R-3981-2016, Notes sténographique du 23 novembre 2016, Volume 5, pièce A-0034, p. 162 à 165 et réponse du Transporteur à l'engagement 11 demandé par NEMC (B-0124)) :



Tableau R11.1  
Axes Baie-James Est et Baie-James Ouest

Centrale	Puissance installée	Mise en service
Eastmain-1	480 MW	2006
Eastmain-1-A	800 MW	2011
Sarcelle	150 MW	2011

Tableau R11.2  
Axe Côte-Nord

Centrale	Puissance installée	Mise en service
Magpie	42 MW	2007
Franquelin	10 MW	2010
Sheldrake	25 MW	2013
Jean-Lesage (puissance additionnelle)	60 MW	2014
Romaine-2	640 MW	2014

12. À cet égard, monsieur Cormier est d'avis que nous devons nous assurer que les ajouts dans les catégories de « Maintien des actifs » et « Maintien et amélioration de qualité de service » ne soient pas causés par des décisions d'un ou de clients particuliers, en l'occurrence Hydro-Québec dans ses activités de production. Le principe de causalité des coûts se doit d'être respecté lorsqu'il y a socialisation des coûts;
13. Ceci dit, plusieurs éléments de la preuve démontrent que l'objectif du Transporteur, en ce qui concerne la capacité excédentaire sur la ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île, n'était pas uniquement d'assurer la fiabilité du réseau et la qualité de service, mais bien de positionner judicieusement le réseau principal pour une prochaine étape de développement, quelle qu'elle soit :
- R-3887-2014, HQT-2, Document 1 révisé, Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, p. 9 à 10 :

**C-NEMC-0016**

« Préambule :

(i) « Contexte de développement à plus long terme Aux fins de la comparaison des solutions, le Transporteur souligne que celles-ci ont été analysées ou conçues dans une optique plus large de développement à long terme du réseau. Par cette façon de faire, le Transporteur cherche à positionner stratégiquement le réseau pour l'avenir, en favorisant son développement optimal et durable tout en minimisant le nombre et le coût des interventions. (Nos soulignés)

(ii) Cette recherche d'une solution qui soit structurante pour le réseau de transport principal dans une perspective de développement à plus long terme nécessite que le Transporteur projette le réseau dans l'avenir. Ainsi, il a analysé les deux solutions en regard de leur potentiel à répondre à des besoins éventuels. De cette façon, le Transporteur s'assure de comparer des solutions qui rendent un même service et se positionne de façon à faire un choix qui soit optimal pour l'avenir du réseau. De cet exercice, il est ressorti que la solution 1 est la plus structurante pour le réseau et qu'elle positionne ce dernier stratégiquement pour l'avenir. [nous soulignons]

[...]

**Demandes :**

3.1 Veuillez préciser le sens de l'expression *optique plus large de développement à long terme du réseau* (référence (i)) en justifiant la période d'analyse retenue pour chacune des solutions.

### R3.1

[...]

**En matière de planification, lorsque le Transporteur analyse des solutions dans une optique plus large de développement, il élargit son cadre d'analyse au-delà des stricts besoins du ou des projets sous étude en considérant les perspectives les plus probables de développement du réseau. C'est donc davantage en termes de développements futurs additionnels qu'en fonction d'une période d'analyse proprement dite, que le Transporteur a comparé les deux solutions.**

**Le Transporteur veille ainsi à mettre en place une architecture de réseau robuste, propre à accueillir, le moment venu, les besoins de ses clients. Lorsque de nouveaux besoins se concrétisent sous forme de demandes, ils font dès lors l'objet d'études spécifiques, identifiant à ce moment les besoins de renforcement de réseau propres à chacun.**

3.2 Veuillez identifier les besoins éventuels considérés (référence (ii)).

### R3.2

**Dans le présent dossier, les projets minimalement à l'étude sont ceux du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres 2005-03. Par la suite, le Transporteur a pris en considération les perspectives les plus probables du développement du réseau, en fonction des projets ayant le plus grand potentiel de réalisation. Il s'agit pour le Transporteur d'élaborer une architecture de réseau viable dans une perspective de long terme.**

**Les besoins éventuels considérés lors de l'étude de 2009 pour les deux solutions totalisaient 1 490 MW de ressources de production et 1 200 MW de service de transport ferme point à point de plus que les projets du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres 2005-03, et correspondaient aux suivants :**

- Puissance additionnelle répartie dans plusieurs centrales des complexes Manic-Outardes et La Grande essentiellement
- Rééquipement de la centrale Manic-2
- Rééquipement de la centrale Manic-3
- Suréquipement de la centrale SM-3
- HQT-New-Hampshire

La considération de ces besoins dans l'étude des deux solutions visait à les rendre comparables en s'assurant qu'elles fournissent un même service, afin d'en évaluer leur robustesse respective et de procéder à leur évaluation économique.

**Par ailleurs, la considération de besoins différents de ceux mentionnés précédemment a permis à nouveau de comparer la robustesse des deux solutions tel que le Transporteur l'explique en réponse à la question 6.5. »**

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

- R-3887-2014, HQT-2, Document 1, Réponses à la demande de renseignements no. 2 de la Régie, p. 5 et 6 : **C-NEMC-0017**

« Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que les solutions présentées dans le cadre du dossier R-3887-2014 permettent de répondre uniquement aux enjeux découlant des projets suivants : le complexe de la Romaine et l'appel d'offres 2005-03 tels qu'identifiés à la référence (ii).

[...]

R2.1

[...]

**Toujours dans le but de vérifier la robustesse des solutions, le Transporteur rappelle qu'il a procédé, à la fin de 2013, à un exercice de validation en regard d'un scénario de besoins différent de celui anticipé au départ. Cet exercice a permis de confirmer que la solution retenue par le Transporteur demeure le choix optimal, autant pour résoudre les enjeux actuellement identifiés afin d'assurer la fiabilité du réseau et la qualité de service que pour positionner judicieusement le réseau principal pour une prochaine étape de développement, quelle qu'elle soit. À ce sujet, la prochaine étape pourrait correspondre à des changements dans la prévision de charge du Distributeur autant que de l'intégration de nouvelles productions ou à toute autre demande de service de transport.** »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

- NERC' 2013 Long-term reliability Assessment - December 2013, p. 119 : **C-NEMC-0025**

**« CHAMOUCOUANE - MONTRÉAL 735-KV LINE**

Planning studies have shown the need to consolidate the transmission system with a new 735-kV line in the near future. Generation additions (such as the Romaine Complex and wind generation) **and new transmission services are the reason the new line is warranted.** The line will extend from the Chamouchouane substation on the eastern James Bay subsystem to the Duvernay substation just north of Montréal (about 400 km or 250 miles).

Planning, permitting, and construction delays are such that the line is scheduled for the 2018-2019 winter peak period. Public information meetings have begun on this project. The final line route has not completely been determined yet, and authorization processes are ongoing.

The new line will also reduce transfers on other parallel lines on the Southern Interface, thus optimizing operation flexibility and reducing losses. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

14. En réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements numéro 1 de NEMC dans le présent dossier (B-0059, p. 9), le Transporteur confirme que l'hypothèse utilisée pour déterminer la valeur de 5 135 MW pour le service de transport point à point dans le cadre de l'étude du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île n'était pas basée sur la somme des cinq réservations de long terme en vigueur au moment de la demande d'approbation du projet en 2014;
15. Le contre-interrogatoire de monsieur Jean-Pierre Giroux par Me Paule Hamelin démontre clairement que le projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île n'avait pas uniquement comme objectif d'assurer la fiabilité du réseau et la qualité de service, mais bien de positionner judicieusement le réseau principal pour une prochaine étape de développement, quelle qu'elle soit :

- Dossier R-3981-2016, pièce A-0030, Notes sténographiques de l'audience du 21 novembre 2016 - Volume 3, contre-interrogatoire de monsieur Jean-Pierre Giroux par Me Paule Hamelin, p. 266 l. 18 à 25, p. 267 l. 1 à 13 : **A-0030**

« Êtes-vous d'accord avec moi pour dire que, justement, au niveau de cette robustesse de réseau là, qui permettait jusqu'à, selon vos analyses jusqu'à mille deux cents mégawatts (1200 MW) de service de transport ferme, le client du service de transport qui arrive puis il se présente avec une demande de point à point va bénéficier de cet avantage-là de mille deux cents mégawatts (1200 MW).

Je comprends que vous allez faire vos études de projet, etc. Mais est-ce que vous êtes d'accord avec moi qu'il va... l'avantage ne disparaîtra pas, là, cette robustesse du réseau-là, il va pouvoir en profiter.

JEAN-PIERRE GIROUX :

R. À l'instant exact où on a fait le test de robustesse, la réponse c'est oui. Si le lendemain un client se présente, le test de robustesse qu'on a fait, si le lendemain un client se présente avec exactement la même demande, il pourrait en profiter. »

(Nos soulignés)

- HQT-13, Document 7 – Réponses du Transporteur à la demande de renseignements no 1 de NEMC, R.3.3, p. 11 : **A-0059**

« 3.3. Veuillez indiquer si le projet d'interconnexion « Interconnexion – Ligne à 320 kV et poste des Cantons » mentionné à la référence (i) de 607,1 M\$ a été conçu en considérant la mise en service de la ligne Chamouchouane – Bout-de-

l'île.

### R3.3

**En cours d'avant-projet, les changements majeurs, dont l'autorisation du dossier R-3887-2014, ont été considérés afin de s'assurer du fait que le projet était toujours optimal. »**

- Dossier R-3981-2016, pièce A-0032, Notes **A-0032**  
sténographiques de l'audience du 22 novembre 2016  
- Volume 4, contre-interrogatoire de monsieur Jean-Pierre Giroux par Me Paule Hamelin, p. 16 l. 11 à 18 et 21 à 25, p. 17 l. 1 à 3 et 19 à 25, p.18 l. 2 à 6 :

« Q. [7] D'accord. Alors, juste une autre précision, quand on voit les valeurs au niveau de la charge locale, de quarante et un mille sept cent quatre-vingts (41 780), et du service de point à point, cinq mille cent trente-cinq (5135), est-ce que je dois comprendre que c'était les valeurs qui étaient essentiellement recherchées pour les deux solutions qui étaient proposées?

[...]

R. [...]

Ce qui est important c'est la charge totale. On l'a partagée avec les points à points existants connus, auxquels on a rajouté un douze cents mégawatts (1200 MW) pour NPT, pour arriver au cinq mille cent trente-cinq (5135) pour l'interconnection du New-Hampshire. Par contre, ce douze cents mégawatts (1200 MW), on pourrait le substituer...

[...]

Q. [10] Je reviens avec ma question. Parce que vous étiez, à l'époque, quand même directeur de planification. Est-ce que je dois comprendre que l'ensemble... les deux montants, là autant de la charge locale que pour le service de point à point, c'était des valeurs qui étaient considérées pour la mise en place des deux solutions.

R. Ma compréhension, c'est que oui. Puis, je peux prendre un engagement de vous le détailler mégawatts pour mégawatts et la date exacte, qu'est-ce qui a été inclus dans ce montant, dans ce chiffre-là. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

- HQT-15, pièce B-0125, Document 3.12, Réponse du Transporteur à l'engagement 12 demandé par NEMC, p. 3 :

**B-0125**

Réponse

Les valeurs du tableau 2 (pièce C-NEMC-0016, page 16), tant pour la charge locale que pour le service de point à point, constituent les hypothèses considérées pour l'évaluation de la robustesse et la comparaison des scénarios analysés dans le cadre du projet à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île (dossier R-3887-2014), soit le scénario d'une nouvelle ligne à 735 kV et le scénario d'addition massive de compensation série. En effet, dans le cadre de son évaluation des différentes solutions, le Transporteur s'assure toujours de comparer des scénarios rendant un service équivalent.

Le tableau R12.1 présente la ventilation du service de point à point de 5 135 MW considéré dans le cadre des simulations réalisées en 2009.

Tableau R12.1  
Détail des besoins simulés du service de point à point

	Puissance (MW)
Châteauguay	1 200
Sandy Pond Phase II	1 200
New Hampshire	1 200
Outaouais	1 250
Highgate	200
Stanstead	40
Derby	45
TOTAL	5 135

16. Que l'on appelle la capacité excédentaire découlant du projet Chamouchouane – Bout de l'Île « robustesse », « besoins éventuels », « optimisation du réseau », « effet structurant », « avantage collatéral », etc., il appert que cette capacité excédentaire ne peut être reliée ni à la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » ni à celle de « Maintien et amélioration des actifs »;

- Dossier R-3981-2016, pièce A-0030, Notes sténographiques de l'audience du 21 novembre 2016 - Volume 3, contre-interrogatoire de monsieur Jean-Pierre Giroux par Me Paule Hamelin, p. 256 l. 20 à 25 et p. 257 l. 2 à 25 :

**A-0030**

« Q. [366] O.K. Mais en bout de ligne, on a également des avantages qui est la robustesse du réseau. Le fait que l'avantage que vous avez mentionné, outre la fiabilité, là, le fait que le réseau était plus robuste, donc ce que j'essaie de savoir, c'est où se retrouve cette robustesse-là au niveau de vos grandes catégories?

R. Ça, je placerais... C'est un... Ce n'est pas... Donc, la robustesse, comme on l'a mentionné, c'est pour tester la robustesse des scénarios. Donc, ça ne fait pas partie des objectifs du projet. L'objectif du projet était de régler le biais structurel, l'entonnoir Chamouchouane/Saguenay. Et lorsqu'on a comparé les deux solutions entre elles, on l'a fait de façon économique, on a regardé, est-ce qu'on règle le biais structurel, avantage pour la ligne Chamouchouane/Montréal. Et en plus on a regardé d'autres avantages collatéraux de cette ligne-là, dont la robustesse pour des développements futurs. On a mentionné aussi au dossier qu'il y avait d'autres avantages qui ne sont pas classifiés au niveau de la sécurisation verglas. On a mentionné la troisième alimentation du poste de

Chamouchouane... Excusez! Le poste Bout-de l'Île qui, aussi, ne fait pas partie d'une classification comme telle, mais ce sont des avantages collatéraux qui donnent... qui donnaient un avantage qui qualifiaient la ligne, qui montraient que la ligne donnait... avait un meilleur potentiel et donnait un service plus intéressant. »

(Nos soulignés)

- Dossier R-3981-2016, pièce A-0034, Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016 - Volume 5, question de la Régie (Madame Lise Duquette) à monsieur Pascal Cormier, p 219, l. 10 à 25, p. 220, l. 1 à 25 : **A-0034**

« Q. [139] Quatre trois. Puis que ça causait des débalancements dans son réseau et qu'il y avait ce problème-là à régler, entre autres, et que les équipements... là j'espère que je le cite comme il faut, là, mais en fait, que je le synthétise comme il faut, mais que ces équipements en maintien et amélioration servaient à ça et qu'il y a un effet collatéral d'augmenter la capacité, est-ce que ce n'est pas comme...

(13 h 20)

R. Non, je comprends votre question.

Q. [140] ...moins et inclus dans la capacité ou dans l'amélioration?

R. Je comprends votre question. On a parlé beaucoup entre nous, on a discuté, on a eu des... on a réfléchi à cet exemple-là. Je vais vous donner un exemple bien simple. C'est un équipement... une ligne peut passer cinquante mégawatts (50 MW) puis une ligne qui peut passer cent mégawatts (100 MW).

Puis les besoins... il y a la problématique qui fait en sorte qu'il y a cinquante mégawatts (50 MW) à passer de plus. Là on a uniquement besoin de construire la petite ligne, compte tenu de cette prévision-là.

Par contre, si la prévision de la charge réelle est soixante (60) puis la ligne de cinquante mégawatts (50 MW) n'est pas capable de le prendre, le soixante (60), le plus petit équipement possible nécessaire pour rencontrer cette demande-là c'est cent (100). J'ai quarante mégawatts (40 MW) de plus. Il n'y a aucun... je veux dire, ça fait... c'est optimisé par rapport aux équipements disponibles pour mettre sur son réseau. Donc...

Q. [141] Ça, à ce moment-là, ça rentre dans maintien et améliorations?

R. **Effectivement. La problématique est liée à la prévision initiale.** Est-ce que c'était vraiment cinquante... soixante mégawatts (60 MW) qu'ils avaient besoin ou cinquante (50)?

Q. [142] Je vous remercie beaucoup. Ça va être l'ensemble de mes questions. »

(Nos soulignés)

- Dossier R-3981-2016, pièce A-0038, Notes sténographiques de l'audience du 25 novembre 2016 - Volume 6, témoignage en chef de monsieur Deslauriers, p 95, l. 4 à 19 : **A-0038**

« Selon nous, quand un projet est déposé, les paramètres, les hypothèses du projet sont définis, sont clairs. Et par simulation, on peut alors quantifier la nouvelle capacité générée. Évidemment, cette capacité va varier - et ça a été invoqué - en fonction des variations futures des différents paramètres, comme si la charge change, s'il y a des nouvelles centrales. C'est sûr que ça va changer. Mais on peut, au moment du projet, quantifier cette capacité avec suffisamment de précision pour la gérer avec une certaine rigueur et ainsi allouer correctement l'apport du coût de l'actif à la bonne catégorie. C'est faisable. Ça peut présenter des difficultés mais c'est possible. Et on peut le faire avec assez de précision pour que ce soit utile et « gérable ». »

17. Monsieur Brad Coady, à titre de participant de marché actif sur les réseaux voisins, particulièrement celui de New-York, a d'ailleurs confirmé que les coûts associés à de la capacité excédentaire sont alloués aux personnes responsables de cette capacité, et donc ne sont pas socialisés au sein de l'ensemble de la clientèle existante :

- Dossier R-3981-2016, Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016 - Volume 5, témoignage de monsieur Brad Coady en réponse à une question de la Régie, p. 193, l. 1 à 19 : **A-0034**

« I'm very much put off right now. New York's experience is when there's a project proposed to solve a reliability issue, they define what is the reliability need and any capacity in excess of that reliability need needs to be attributed to who's causing the need for that excess. So it becomes an economic analysis to say, "Okay, we want to propose a transmission line to fix an issue."

In fact, in western New York, there's been retirement generators and transmission solutions are being proposed to fix the issues that those retirement generators have cost. But then, they say, "What is the reliability need for the upgrade on the transmission system?" And any portion that the transmission line brings in surplus to that reliability need does not go to the socialized cost base. It falls in onto the shoulders of those that are going to use it up, like my colleague suggested, through open season or other means. »

18. Pour les motifs invoqués ci-après et en fonction de la preuve au présent dossier, NEMC est d'avis que le projet Chamouchouane – Bout de l'île :

- (1) n'a pas été entièrement réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation. Par conséquent, le Transporteur ne rencontre pas son fardeau de preuve quant au caractère prudemment acquis et utile de son investissement;



- (2) Advenant le cas où le Transporteur bénéficierait d'une présomption, cette dernière est repoussée puisque l'intégration à la base de tarification d'une partie des coûts d'investissement reliés à ce projet contrevient au principe de la causalité des coûts, lequel est à la base des Tarifs et conditions. En effet, il appert clairement de la preuve au dossier qu'aucun revenu garanti n'était associé avec la capacité excédentaire de l'ordre de 1200 MW, contrevenant ainsi au principe de la causalité des coûts ou de l'utilisateur-payeur, principe à la base de la structure tarifaire du Transporteur. Au surplus, la preuve démontre de manière évidente que le Transporteur a planifié son réseau en considérant des besoins éventuels, en l'occurrence le projet NPT (Northern Pass Transmission) à l'avantage du Producteur, et que la capacité excédentaire associée au projet Chamouchouane – Bout de l'Île ne visait pas uniquement à régler une problématique de fiabilité, appelée l'effet «entonnoir». De surcroît, la capacité excédentaire découlant de ce projet est déraisonnable.

19. Finalement, NEMC rappelle respectueusement à la Régie, qu'en plus de considérer le paragraphe 1 de l'article 49 de la Loi, elle doit également considérer le paragraphe 7 de ce même article qui stipule que la Régie doit « s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables »;

### **3. PRINCIPE DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS**

#### **3.1 LA DÉCISION D-2002-95**

20. Le Transporteur et la Régie ont reconnu le principe de la causalité des coûts dans la décision D-2002-95 (dossier R-3401-98) :

- D-2002-95 (extraits), p. 217, 218 et 244 :

**ONGLET 1**

#### **« 6. DETERMINATION DES TARIFS**

##### **6.1. STRUCTURE DES TARIFS**

##### **6.1.1. POSITION DES PARTIES**

###### ***Principes de tarification***

Selon le transporteur, la tarification proposée des services de transport a été élaborée en tenant compte des particularités du réseau de transport d'Hydro-Québec, de la tarification en vigueur depuis 1997 de même que du contexte réglementaire et juridique encadrant le transport d'électricité au Québec.

Pour le transporteur, les tarifs proposés :

*« permettent la récupération des revenus requis de transport, offrent un bon signal de prix qui traduit la causalité des coûts, reflètent la nature intégrée du réseau de transport, respectent le principe d'uniformité territoriale et offrent un accès libre et comparable au réseau. »*

Le Dr Ren Orans, expert de la demanderesse, considère que la structure d'un tarif (« rate design ») de transport devrait satisfaire aux objectifs qui y sont sous-jacents. Il mentionne :

*« Transmission tariff design should:*

*A) meet the goals of transmission rate design,*

*1) to collect the transmission revenue requirement;*

*2) to be simple to implement and use;*

*3) to offer open and comparable access;*

*4) to be equitable, and*

*5) to promote efficiency;*

*B) be consistent with the industry standard; and*

*C) be appropriate for the market environment in which it is applied. »*

Selon l'expert, les tarifs proposés par le transporteur respectent les sept objectifs ci-dessus, notamment les objectifs B et C :

*« As I explained earlier in my testimony, Hydro-Québec's proposal is consistent with the FERC Pro Forma tariff, which is the standard tariff form used by the vast majority of all North American transmission owners.*

*[...]*

*Québec has a centralized market environment in which efficient dispatch and reliable operation are achieved by the integrated utility. Under these conditions, a postage stamp design based on average embedded costs as proposed by Hydro-Québec is the most appropriate choice. »*

Pour le transporteur, sa proposition tarifaire est bien adaptée au contexte réglementaire et juridique encadrant le transport de l'électricité au Québec.

L'expert, en réponse à une demande de renseignements, précise également que les tarifs de transport devraient respecter les principes de causalité des coûts et de l'utilisateur payeur :

*« Transmission rates should respect cost causality and the principle of user-pay. The principle of cost causality in this context means that transmission rates are designed to collect the transmission revenue requirement of the grid built to serve all users under open access. The user-pay principle implies that users of the transmission system should pay based on their usage of the system. »*

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est un réseau conçu de façon à répondre en tout temps aux besoins en électricité qui atteignent leur maximum en période d'hiver.

Le réseau de transport doit être en mesure de répondre à cette demande. Une fois les équipements installés, les besoins de transit correspondant aux autres périodes de l'année peuvent être satisfaits à un coût marginal très faible. Il est donc nécessaire que les tarifs de transport proposés reconnaissent l'importance de la pointe annuelle dans les dépenses engagées par le transporteur pour répondre aux besoins de la charge locale.

[...]

### **6.1.2. OPINION DE LA RÉGIE**

Dans cette section, la Régie traite de la structure de tarifs pour les services de transport ferme de point à point à long terme. Elle note, par ailleurs, que les principes appliqués ici devraient être cohérents avec ceux utilisés pour calculer la facture pour la charge locale ainsi que les tarifs des services de point à point à court terme et les rabais qui y seraient appliqués.

#### ***Approche de tarification***

La Régie accepte, de façon générale, la structure tarifaire proposée par le transporteur pour les services à long terme, avec des tarifs basés sur le coût moyen de l'ensemble du réseau, calculés en fonction des puissances à la pointe du réseau. »

[...]

En conséquence, aux fins du présent dossier, la Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'un tarif timbre-poste de transport, basé sur les coûts moyens et exprimé en \$/kW. »

(Nos soulignés et références omises)

21. La Régie, dans cette même décision D-2002-95 (dossier R-3401-98), a reconnu trois grandes catégories d'ajouts au réseau de transport, lesquelles ont chacune leurs propres spécificités, soit :
  - (1) l'amélioration du réseau de transport;
  - (2) les besoins des clients du service en réseau intégré et du service en réseau de point à point;
  - (3) les besoins de la charge locale.
22. Dans cette décision, la Régie a déterminé que seuls les investissements liés à l'amélioration du réseau ne devaient pas être associés à des revenus pour justifier leur incorporation à la base de tarification (D-2002-95, p. 297, ONGLET-1);
23. Quant aux ajouts nécessaires pour répondre à de nouveaux besoins de transport, notamment les ajouts pour le service de transport de point à point, la Régie mentionnait ce qui suit :

➤ D-2002-95 (extraits), p. 297 et 298 :

**ONGLET 1**

**« Ajouts pour le service en réseau intégré et le service de point à point**

Les installations visées sont les ajouts au réseau qui sont réalisés pour répondre à la demande d'un client en réseau intégré ou de point à point.

La Régie accepte la proposition du transporteur que le coût des ajouts au réseau pourrait être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire. Cette position est équitable en regard des producteurs futurs. En effet, le tarif de transport inclut le coût des installations existantes qui permettent de raccorder et d'intégrer les centrales au réseau. Si les nouveaux producteurs devaient payer le coût de leurs installations, ils se trouveraient en position de payer deux fois les frais de raccordement et d'intégration : ils paieraient directement pour leurs propres besoins et ils paieraient indirectement le coût des installations des autres producteurs par le biais du tarif de transport.

La Régie accepte également la proposition du transporteur de limiter le montant qui peut être intégré à la base de tarification.

Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital. La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.

L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs. »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

24. Il ressort de l'extrait ci-dessus qu'il existe un lien direct entre le caractère prudemment acquis et utile d'un investissement et le respect du principe de la causalité des coûts qui est à la base de tout ajout au réseau de transport;
25. La Régie a également appliqué ce même raisonnement pour les ajouts requis pour les besoins de la charge locale, ce qui est cohérent avec le fait qu'elle paie le même tarif que les clients en service point à point et en réseau intégré :

➤ D-2002-95 (extraits), p. 298 et 299 :

**ONGLET 1**

**« Ajouts pour la charge locale**

Les installations visées regroupent les ajouts au réseau de transport réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont dûment autorisés ou approuvés par la Régie. Elles comprennent également celles qui seront nécessaires pour raccorder les producteurs qui seront sélectionnés dans le cadre de la procédure d'appel d'offres du distributeur, et les modifications au réseau le cas échéant.

La Régie est d'avis que les coûts des ajouts de transport, réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont autorisés par elle, peuvent être intégrés à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Toutefois, la Régie est d'avis qu'il faut imposer le même montant maximum que dans le cas d'ajouts pour le service de point à point et de réseau intégré. Cette position vise à traiter tous les clients de transport de la même façon.

La Régie cherche ainsi à éviter des situations où un client du service de transport de point à point, ou en réseau intégré, est dans l'obligation de supporter l'entièreté du coût des ajouts pour la charge locale, via le tarif de transport qu'il paie, en plus de devoir assumer seul l'excédent du coût des ajouts qu'il requiert sur le montant maximal supporté par le transporteur. La Régie est d'avis qu'une telle situation serait inéquitable pour les clients des services de transport autres que celui requis pour la desserte de la charge locale.

Par ailleurs, la Régie est consciente que le tarif actuel inclut le coût de raccordement de toutes les installations de production existantes, quels que soient les équipements qu'un client particulier utilise pour le transit de la capacité qu'il contracte avec le transporteur. »

(Nos soulignés et références omises)

26. Par ailleurs, dans la décision D-2002-81 rendue par la Régie dans le cadre du tout premier dossier d'investissement (dossier R-3476-2001) suite à l'adoption le 23 août 2001 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, la Régie demandait au Transporteur des explications plus détaillées sur les catégories d'investissements en « Maintien des actifs » et en « Amélioration de la qualité » proposées par ce dernier (D-2002-81, Annexe A);
27. C'est dans le cadre du dossier d'investissements R-3504-2002 du Transporteur, en suivi de la décision D-2002-81, que le Transporteur a fourni plus d'explications concernant les catégories d'investissements, lesquelles se lisaient comme suit :

➤ D-2003-71, p. 4 à 5, 9 et 11 :

## ONGLET 6

### « 3.1 MAINTIEN DES ACTIFS »

Le Transporteur fait valoir que les investissements en Maintien des actifs sont requis pour préserver la qualité du service offert à sa clientèle existante tout en mettant à profit les plus récents progrès techniques disponibles et utiles. Ces investissements visent plus particulièrement les activités suivantes :

- Investissements majeurs, rendus nécessaires afin d'assurer la pérennité des installations de transport et de les remettre en bon état de fonctionnement;

- Activités reliées au démantèlement, sans reconstruction, d'équipements de transport devenus inutilisables;
- Activités dont la non-réalisation entraînerait une détérioration irrémédiable des équipements ou installations de transport qui en empêcherait l'utilisation normale;
- Activités liées au remplacement ou à la réfection rendues nécessaires à la suite d'une défaillance ou d'un bris d'équipement; et
- Activités reliées aux équipements de soutien ou aux bâtiments administratifs.

[...]

### **3.2 AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ**

Le Transporteur explique que les investissements liés à cette catégorie sont requis pour satisfaire les exigences en matière de qualité de service à l'égard de la demande existante. Ils visent plus particulièrement les activités suivantes :

- Activités reliées aux additions et modifications requises pour rencontrer les nouveaux critères de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau;
- Activités reliées au rehaussement de la qualité du produit électrique transporté;
- Investissements requis en vue d'appliquer, d'explorer ou d'innover en matière de technologies existantes afin d'optimiser des actions de maintenance, de comportement, de conception, de fabrication ou de construction en matière de transport.

[...]

### **3.3 RESPECT DES EXIGENCES**

Les investissements dans cette catégorie sont requis pour respecter des obligations ou satisfaire sans délai des exigences législatives et réglementaires, généralement dans le domaine de l'environnement ou de la sécurité. Ces investissements visent plus particulièrement des activités reliées au rôle social (bénéfices intangibles), aux obligations gouvernementales (conformité à des contraintes ou normes), aux obligations contractuelles (engagement présent ou à venir du Transporteur), aux écarts de concept/nouvelles normes et aux obligations de santé et sécurité. »

(Nos soulignés)

28. Il ressort de ce qui précède que tout investissement dans les catégories « Maintien des actifs » et « Maintien et amélioration de la qualité du service » ne doit être réalisé qu'au bénéfice d'une clientèle existante / demande existante;

29. Comme nous pouvons le constater à la lecture de ce qui précède, le principe de la causalité des coûts se doit d'être respecté en ce qui concerne les ajouts au réseau de transport;
30. La méthodologie d'établissement de la tarification annuelle des services de transport est tout à fait cohérente avec ce principe. En effet, il existe un lien de cause à effet entre le numérateur et le dénominateur qui permettent de déterminer le tarif et la façon de traiter les investissements servant à répondre à un nouveau besoin de service de transport à long terme (voir à cet égard la section 2.1.2 de la preuve de NEMC, C-NEMC-0010);
31. À titre d'exemple, une hausse du revenu requis découlant d'investissements liés à une nouvelle demande de service de transport à long terme de point à point (le numérateur) sera nécessairement accompagnée d'une hausse de la charge à desservir en période de pointe (le dénominateur). Cet équilibre entre le numérateur et le dénominateur occasionne une stabilité dans le tarif de transport annuel. Seuls les investissements servant à l'amélioration du réseau, c'est-à-dire visant à maintenir le bon fonctionnement du réseau et ce, au bénéfice des clients existants du Transporteur, peuvent techniquement faire en sorte d'augmenter le numérateur de façon plus importante que le dénominateur et ainsi créer une pression à la hausse sur le tarif de transport annuel;
32. En effet, tout ajout au réseau de transport faisant en sorte d'augmenter la capacité de celui-ci à transiter de la nouvelle charge doit automatiquement être lié à de nouveaux revenus garantis. Or, cette garantie de revenus doit nécessairement provenir d'un engagement à long terme qui a pour conséquence d'augmenter les besoins à desservir au moment de la pointe du réseau et ainsi maintenir la clientèle existante indemne. Les ajouts liés aux besoins de la charge locale sont réputés comme étant de nature ferme;
33. Cet encadrement réglementaire de la tarification du service de transport d'électricité est reflété dans le texte des Tarifs et conditions, notamment aux articles 13.5, 15.4 a), 16.1 e) et 27, mais également à l'Appendice J, section I;
34. C'est ce qui ressort de la preuve de NEMC ainsi que du témoignage de monsieur Pascal Cormier, analyste économique pour NEMC, p. 145 l. 15 à 25, p 146 à 150 et p. 151, l. 1 à 20;

### **3.2 AUTRES CAS D'APPLICATION DU PRINCIPE DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS**

35. Dans le cadre de la demande tarifaire du Transporteur pour l'année 2016, la Régie a reconnu l'existence et l'application du principe de la causalité des coûts et ce, dans le contexte de l'inclusion des coûts d'investissements associés au projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île à la base de tarification (dossier R-3934-2015, pièce A-0019, notes sténographiques de l'audience du 24 novembre 2015 - Volume 1, p. 152, l. 2 à 14);

36. L'importance du principe de la causalité des coûts a également été mentionnée par la Régie en 2014 dans le cadre d'une plainte déposée par le Centre universitaire de santé McGill à l'encontre d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité :

➤ D-2014-023 (extraits), p. 2, 3 et 38 :

**ONGLET 7**

**« 1. DEMANDE**

[1] Le 23 novembre 2012, la Régie de l'énergie (la Régie) reçoit une plainte du Centre universitaire de santé McGill (le Plaignant ou le CUSM). Par cette plainte, le Plaignant conteste la contribution aux coûts des travaux effectués par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) pour alimenter son immeuble (le Pavillon Glen).

[...]

**2. QUESTIONS EN LITIGE**

[19] Les parties formulent différemment les questions en litige que la Régie doit trancher. Peu importe leur formulation, la teneur de ces questions a pour but de déterminer si le CUSM doit verser une contribution au Distributeur pour les travaux liés à l'alimentation du Pavillon Glen, et si oui, laquelle.

[...]

[231] En l'absence d'entente écrite entre les parties et ayant conclu que le projet de 2007 ne lie pas le Distributeur, la Régie doit déterminer les modalités applicables au calcul de la contribution du CUSM.

[232] Comme mentionné précédemment, lorsque la Régie détermine ces modalités, elle doit tenir compte des principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs, des Conditions de service et des critères établis par la jurisprudence en matière de réseau souterrain.

[233] En ce qui a trait aux principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs et des Conditions de service, à la lecture des différentes décisions rendues dans le dossier R-3535-2004 qui a revu l'ensemble des Conditions de service, notamment celles à l'égard des demandes en alimentation d'électricité, ainsi qu'à la suite de l'examen des Tarifs et des Conditions de service eux-mêmes, la Régie ne peut en venir qu'à la conclusion que ces principes sont celui de l'utilisateur-payeur et celui de la neutralité tarifaire.

***Utilisateur-payeur***

[234] Dans la décision D-2006-116, la Régie fonde les Conditions de service pour le prolongement du réseau de distribution afin d'alimenter en électricité un requérant sur le principe de l'utilisateur-payeur. Comme mentionné à la décision D-2006-137 :

« Le respect du principe de l'utilisateur payeur permet que les tarifs d'électricité ne subissent pas de pression à la hausse. Ainsi, les coûts d'un réseau souterrain (ou d'un réseau aérien où il n'existe pas de



« système d'adduction d'eau) sont récupérés, non pas de l'ensemble de la clientèle, mais plutôt de ceux qui demandent ces services ».

[235] Dans le dossier R-3535-2004, dans le cadre d'un débat portant sur le réseau souterrain, la Régie considérait qu'un tel réseau présentait un avantage individuel et non pas collectif :

« Le prolongement souterrain est plus dispendieux que le prolongement aérien et son gain est plus individuel que collectif. La Régie considère donc qu'il ne doit pas être subventionné mais plutôt fondé, comme pour le prolongement aérien, sur le principe de l'utilisateur-payeur ».

[236] En raison de ce principe de l'utilisateur-payeur, les Conditions de service prévoient une contribution aux coûts des travaux de prolongement en réseau souterrain afin que l'ensemble de la clientèle n'assume pas les investissements nécessaires à un seul client. »

(Nos soulignés et références omises)

37. Par ailleurs, il est intéressant de noter que ce principe a été réaffirmé avec force dans le cadre de la demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro (dossier R-3867-2013, Phase I) :

➤ D-2016-100 (extraits), p. 13, 16 à 21, 25 à 29:

**ONGLET 8**

« [1] Le 15 novembre 2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation de ses coûts et sa structure tarifaire (la Demande). Le Distributeur demande alors à la Régie, entre autres, d'autoriser la tenue de séances de travail afin d'amorcer l'étude de ce dossier.

[...]

## **2. CONTEXTE DE LA DEMANDE**

[...]

[27] Le présent dossier constitue donc le dossier générique dans lequel sera conduit un examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service de distribution ainsi qu'une revue exhaustive des structures tarifaires du Distributeur.

[28] Comme mentionné par la Régie à l'ouverture de l'audience de la phase 1 du présent dossier, les méthodes d'allocation du coût de service n'ont pas fait l'objet d'un examen en profondeur depuis près de 20 ans.

[...]

[30] La Régie considère que l'examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service est fondamental. Il s'agit d'une étape préalable obligatoire avant d'entreprendre la revue des structures tarifaires et d'envisager de les modifier, ce qui, ultimement, sera l'objectif de la phase 2.

[31] Avant d'en arriver à cette étape, la Régie doit statuer sur les meilleures méthodes d'allocation du coût de service. Il s'agit essentiellement « de répartir le plus équitablement possible en fonction des liens de causalité les plus solides, la grande tarte des coûts de service entre les différentes catégories de clientèle, sans chercher à savoir par quel moyen et auprès de qui ces coûts seront récupérés, Phase 2 »

[...]

### **3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[38] La mesure de l'interfinancement entre les différentes catégories de clientèle est un exercice auquel la plupart des régulateurs s'astreignent annuellement. Cet exercice permet d'établir, sous la forme d'un ratio revenus/coûts, dans quelle mesure les revenus générés par une catégorie de clientèle couvrent les coûts qui lui sont alloués. Comme l'exercice est un jeu à somme nulle, il met en lumière quelle catégorie de clientèle paie pleinement sa part des coûts, laquelle en paie moins et laquelle en paie plus. Bien qu'établi annuellement, ce portrait de la contribution relative de chaque catégorie de clientèle à la couverture de l'ensemble des coûts varie peu dans le temps. Ce portrait est le reflet d'une tendance lourde, difficile à infléchir rapidement, à moins d'imposer des chocs tarifaires importants à certaines catégories de clientèle.

[...]

## **4. PRINCIPES**

### **4.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[43] Gaz Métro propose de retenir les principes suivants pour établir les méthodes d'allocation du coût de service de distribution :

- la causalité des coûts;
- l'absence de service gratuit;
- le partage juste et équitable des économies et des déséconomies;
- l'identification d'une méthode d'allocation simple, précise, fiable et stable.

[44] Gaz Métro soutient que le principe de causalité des coûts demeure le principe directeur sur lequel l'Étude doit reposer. Elle rappelle que ce principe général a été retenu lors de l'établissement des principes d'allocation du coût de service dans le cadre du dossier R-3028-85 qui a mené à l'ordonnance G-429. Ce principe est intemporel et est tout aussi juste et pertinent qu'il l'était à cette époque. Ainsi, selon ce principe de causalité, les clients qui affectent les coûts de la même façon se verront allouer une même part des coûts.

[45] Gaz Métro partage l'avis de l'expert Overcast selon lequel la causalité des coûts s'apprécie non pas dans une perspective purement statique et historique, c'est-à-dire quel client a généré le coût originalement, mais requiert plutôt de s'interroger sur l'identité des clients qui utilisent actuellement le réseau.

### **4.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[71] La Régie considère que pour statuer sur les méthodes d'allocation des coûts à retenir, elle doit s'appuyer impérativement sur des principes directeurs. Elle juge que les principes proposés par Gaz Métro, qui découlent notamment de l'ordonnance G-429 et de la décision D-97-47, sont des principes intemporels et toujours pertinents.

[72] **En conséquence, elle retient les principes suivants :**

- **le respect de la causalité des coûts;**
- **l'absence de service gratuit;**
- **le partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle;**
- **l'identification de méthodes d'allocation des coûts qui sont précises, fiables, stables et, dans la mesure du possible, simples d'application.**

[73] Cependant, la Régie ajoute les considérations suivantes à ces principes.

#### **4.3.1 RESPECT DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS**

[74] La Régie considère, comme l'ensemble des participants au dossier, que l'Étude devrait, autant que possible, reposer sur l'identification des relations de cause à effet. Ainsi, le principe de respect de la causalité des coûts demeure central à toute étude d'allocation des coûts.

[75] Cependant, la Régie constate que bien que ce principe fasse l'unanimité entre les différents participants, son interprétation et son application peuvent varier considérablement d'un participant à l'autre.

##### ***Allocation directe***

[76] La Régie rappelle, comme mentionné par l'UC, que dans sa décision D-97-47, elle avait défini le principe de causalité des coûts comme « la relation causale la plus directe possible entre les coûts et les clients qui les ont engendrés »

[77] La Régie maintient ce principe de relation causale la plus directe possible et, en conséquence, retient l'approche préconisée par l'expert Knecht voulant que l'allocation directe soit privilégiée, lorsque possible.

[...]

[83] En conséquence, la Régie juge qu'il y a lieu de préciser que l'allocation directe doit être privilégiée en tout temps lorsque l'information est disponible ou facilement accessible au prix d'un effort raisonnable.

[...]

#### **4.3.2 ABSENCE DE SERVICE GRATUIT**

[88] Le principe de l'absence de service gratuit a été traité en profondeur dans l'ordonnance G-429 et repris dans la décision D-97-47. La Régie considère qu'il

est toujours important et pertinent que tous les clients se voient allouer un coût pour les services qu'ils reçoivent et, en conséquence, maintient ce principe. »

(Nos soulignés et références omises)

38. Dans le cadre de la phase II de ce dossier générique, la Régie se prononçait comme suit quant à la preuve déposée par Gaz Métro, qu'elle jugeait insuffisante en regard de la démonstration du respect du principe de la causalité des coûts :

➤ D-2016-126 (extraits), p. 15 et 17 :

**ONGLET 9**

**« 3.2.1 ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS**

[57] L'étude d'allocation des coûts de fourniture, de transport et d'équilibrage (l'Étude FTÉ) permet de répartir les coûts prévus au plan d'approvisionnement entre les différentes catégories de clientèles. En vertu des principes retenus par la Régie en phase 1, l'Étude FTÉ doit refléter le mieux possible les liens de causalité entre les besoins d'une catégorie de clientèle et les outils d'approvisionnement contractés pour satisfaire ces besoins.

[58] La Régie considère qu'à cet égard, la preuve déposée par le Distributeur est incomplète et insuffisante. En effet, cette preuve doit présenter de manière détaillée les données relatives à ces liens de causalité entre les besoins à satisfaire et les outils contractés à cette fin.

[59] De plus, la Régie est d'avis que l'Étude FTÉ complète doit non seulement permettre la fonctionnalisation des coûts entre les différents services, mais également conduire à leur classification et leur répartition entre les différentes catégories de clientèles. Elle note que la preuve du Distributeur ne couvre que la fonctionnalisation des coûts.

[60] **La Régie juge donc que des compléments de preuve doivent être déposés par Gaz Métro de manière à ce qu'une Étude FTÉ complète soit présentée en preuve.**

[...]

[64] Le Distributeur devra aussi expliquer de manière détaillée en quoi les méthodes d'allocation qu'il propose permettent d'établir un lien de causalité entre les besoins des clients et les outils retenus dans le Plan. »

39. Dans sa récente décision EB-2016-0004, l'Ontario Energy Board, dans le contexte d'une politique gouvernementale ayant comme objectif de desservir en gaz naturel les communautés éloignées de la province, s'est penchée, dans le cadre d'un dossier générique, sur l'impact d'une telle politique sur les clients existants du distributeur d'énergie. L'Office en est venue à la conclusion que les clients existants ne devaient pas subir d'impact découlant de ces ajouts au réseau de transport. Pour ce faire, elle a ordonné un tarif « *stand-alone* » pour couvrir les coûts d'investissement et ne pas impacter la clientèle existante:

➤ EB-2016-0004, p. 2 à 4,19 et 20:

**ONGLET 10**

**« 1 INTRODUCTION, SUMMARY OF FINDINGS AND DECISION FORMAT**

**Introduction**

This proceeding is a generic hearing convened by the Ontario Energy Board (OEB) to establish a framework within which natural gas service could be expanded to communities in the province of Ontario that are not currently served.

In the 2013 Long-Term Energy Plan, the Government of Ontario signaled that it would look at opportunities to expand natural gas service within the Province to areas that are not currently served. To support the Government's policy objectives, the OEB began meeting with gas distributors, new service providers, consumer groups and other stakeholders to better understand the regulatory barriers, if any, to gas expansion.

[...]

**Summary of Findings**

Under the existing framework, utilities are generally only permitted to expand to communities where the incremental revenues that will be generated from the expansion will, over time, cover the costs of the expansion. If the revenues do not recover the costs over time, an up-front payment in the form of a capital contribution will be required from new customers. This is known as the "benefits follow costs" principle, and has been used for many years in Ontario and other jurisdictions.

Utilities are also required to charge customers that are in the same rate class the same rate. Under the existing framework, for example, it is not open to a utility to charge customers in a potential expansion community a higher rate than existing customers in the same rate classification. The result of this is that many communities are not served because, at existing rates, the revenues from the expansion would not cover the costs. This prevents expansion to communities even where the economic benefits of expansion to the community greatly exceed the costs of expansion, even at a higher rate.

The OEB has determined that this is one of the primary barriers to expansion, and it will therefore allow utilities to charge "stand alone" rates to new expansion communities. The evidence shows that for many communities a higher gas distribution rate would be more than offset by the savings these customers would realize over time by converting to natural gas. This is true even when one considers the costs of conversion, such as a new or modified furnace.

[...]

The other chief measure proposed to enable more expansions was a subsidy from existing customers. The OEB has determined that this is not appropriate. As noted above, the economic benefits of expansion to many communities are much greater than the costs. This approach would also distort the market to the detriment of existing energy services that compete with gas, such as propane, and new gas distributors who do not have an existing customer base. **Under**

**these circumstances, it would not be appropriate to require existing customers to pay for a portion of any expansion. The communities that receive the benefit will be the ones paying the costs.**

[...]

## 6 OEB FINDINGS

### Expansion Financing and Approvals

With the ability to propose new rates there is no need to test the profitability of projects against existing rates. **Proposals will need to be self-financing and therefore there will be no risk to existing ratepayers.** This would also be fair to suppliers of other fuel as one fuel choice will not be subsidized, and to new entrants who do not have an existing customer base to subsidize expansions.

[...]

As mentioned above the rate stability feature of the framework introduces a discipline that significantly reduces the need to scrutinize a proponent's projected revenues. **As the rates will be stand-alone and designed to cover the costs of the proposed expansion the existing customers will be held harmless.** »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

40. Il est intéressant de noter que dans le cadre d'un projet d'investissements de Gaz Métro visant à alimenter en gaz naturel des clients futurs situés dans la Ville de Beauharnois, la Régie a autorisé le projet sur la base que la Ville s'engage à payer la totalité des coûts du projet et ce, afin de ne pas impacter les clients existants :

- D-2015-070, p. 3, 4, 10 et 11 :

### ONGLET 11

« [1] Le 27 mars 2015, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro, ou le Distributeur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) et de l'article 1(1) du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement), une demande afin d'obtenir l'autorisation requise de la Régie pour prolonger son réseau de distribution dans le Parc industriel de Beauharnois afin de desservir l'agrandissement du parc et ainsi permettre l'accès au gaz naturel à de futurs clients (le Projet).

[...]

## 3. ANALYSE

### 3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[8] Le Projet vise à desservir l'agrandissement du Parc industriel de Beauharnois. La Ville de Beauharnois désire rendre accessible une grande partie de son parc industriel qui n'est pas développé actuellement. Cette section du parc est maintenant traversée par la nouvelle section de l'autoroute 30 et est

accessible par une nouvelle bretelle d'autoroute. La Ville effectuera des travaux civils à l'été 2015 pour construire les rues et implanter les services.

[9] La première section du parc industriel, en bordure de la route 132, est déjà desservie par le gaz naturel depuis 1983 avec une conduite de 168,3 mm de classe 400 kPa. Gaz Métro indique que cette conduite n'est pas suffisante pour desservir l'agrandissement d'un parc industriel de l'envergure visée par la Ville, en raison d'une pression trop faible pour livrer un débit horaire adéquat aux clients potentiels du parc. Le Distributeur doit donc installer une nouvelle conduite haute pression à partir de son réseau.

[...]

[25] Étant donné que la Ville de Beauharnois assumera entièrement les coûts du Projet sur la base des coûts réels, il n'y aura aucun impact tarifaire prévu au moment du dépôt du Projet. Tout ajout de clients éventuels aurait un impact à la baisse sur les tarifs. Cet impact serait cependant atténué par le remboursement éventuel à la Ville, cinq ans après la date de mise en gaz du réseau projeté, d'une partie de la contribution financière versée.

[...]

#### **4. IMPACTS SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL**

[28] Le Projet offre à Gaz Métro l'opportunité d'installer un réseau de distribution qui permettra éventuellement, lorsque des clients se connecteront au réseau, d'accroître les volumes de gaz naturel distribués sans impact sur la qualité de prestation de service de Gaz Métro à sa clientèle.

[...]

#### **5. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS**

[29] Gaz Métro demande à la Régie l'autorisation de créer un compte de frais reportés (CFR), portant intérêts advenant que les coûts réels du Projet soient supérieurs à la contribution de la Ville de Beauharnois, et dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet jusqu'à leur inclusion dans le dossier tarifaire 2017, suivant l'approbation du Projet par la Régie.

[30] Gaz Métro précise que ce CFR portera intérêts seulement si les coûts réels du Projet excèdent la contribution de la Ville de Beauharnois jusqu'à ce qu'elle ait reçu la somme couvrant l'excédent des coûts de la part de cette dernière.

[31] Si les coûts réels du Projet sont inférieurs ou égaux à la contribution de la Ville, Gaz Métro ne comptabilisera pas d'intérêts sur le CFR créditeur puisqu'elle n'aura pas à financer le Projet, étant donné que les liquidités nécessaires auront été perçues avant sa réalisation.

[...]

#### **7. OPINION DE LA RÉGIE**

[34] La Régie est satisfaite des informations fournies par Gaz Métro pour justifier sa demande d'extension de réseau dans le Parc industriel de Beauharnois par

l'installation d'une nouvelle conduite haute pression à partir de son réseau. De plus, elle note que le coût global du Projet sera assumé en totalité par la Ville de Beauharnois selon le Protocole d'entente et que sa réalisation aura un impact favorable sur les tarifs du Distributeur.

[35] La Régie est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser le Distributeur à réaliser le Projet.

[...]

**[37] La Régie autorise Gaz Métro à créer un CFR, portant intérêts advenant que les coûts réels du Projet soient supérieurs à la contribution de la Ville de Beauharnois, et dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet. »**

(Nos soulignés et références omises)

➤ D-2015-200, p. 6 et 14 :

## ONGLET 12

« [9] Dans son historique, le Distributeur souligne que les premières analyses du potentiel de la région remontent à 1994 et que, depuis, la région de Bellechasse multiplie ses efforts afin de rendre possible le projet de prolongement du réseau gazier. La problématique principale demeure le besoin d'une contribution externe pour rentabiliser l'extension de réseau.

[10] En novembre 2012, le projet a de nouveau été relancé et une rencontre a été tenue avec le CLD, des maires, les clients les plus importants et des représentants de Gaz Métro. À la suite de cette rencontre, un comité a été formé, la Coalition Gaz Naturel Bellechasse (« Coalition »).

[...]

[43] La Régie est satisfaite des informations fournies par Gaz Métro pour justifier sa demande d'extension de réseau dans la région de Bellechasse. De plus, elle note que le coût global du Projet sera assumé en partie par l'ADÉC et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, conformément aux protocoles d'entente, et que sa réalisation aura un impact favorable sur les tarifs du Distributeur. »

41. Considérant l'ensemble des motifs invoqués précédemment, NEMC recommande de ne pas inclure à la base de tarification la portion des coûts du projet Chamouchouane-Bout-de-l'Île associée à la capacité excédentaire du projet NPT, puisque cette ligne a été conçue pour répondre, en partie, à des besoins de transport n'offrant aucune garantie de revenus. La portion des coûts exclus pourrait être déterminée en utilisant le ratio de la capacité excédentaire pouvant répondre à un service de transport point à point ferme potentiel sur la capacité de transit total de la ligne. À cet égard, la Régie devrait demander au Transporteur d'identifier quelle proportion des 4,4 M\$ est attribuable à une capacité excédentaire de transit en énergie pour laquelle aucun revenu garanti n'est associé;
42. L'impact tarifaire de ce projet s'avère important, puisque 532 M\$ sont associés aux catégories d'investissements « Maintien des actifs » et « Maintien et



amélioration de la qualité de service ». Par conséquent, il est important de voir à ce que les principes sous-jacents aux Tarifs et conditions soient respectés, dont le principe de la causalité des coûts;

**B. TRAITEMENT COMPTABLE DES COÛTS DE REMPLACEMENT DES DISJONCTEURS DE MODÈLE PK**

43. En raison de l'impact significatif que représente le remplacement des disjoncteurs de modèle PK sur la hausse du revenu requis en 2017 par rapport à celui de 2016, NEMC est favorable à la disposition d'un compte de frais reporté (CFR) sur 5 ans. En effet, en utilisant l'information de la réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie (B-0063), une disposition sur 5 ans du CFR ferait en sorte de diminuer la hausse tarifaire en 2017 de 7,2% à 6,2%;
44. Bien que nous n'ayons pas soumis de preuve sur la question du montant de 45 M\$ concernant la croissance des besoins en maintenance additionnelle, nous comprenons les préoccupations soulevées par la Régie et bien des intervenants quant à la démonstration coûts/bénéfices qui sont cohérentes avec certains des arguments que nous avons soulevés en matière de prudence des investissements et de l'impact de ceux-ci à la base tarifaire;

**C. NOUVELLES RÈGLES RELATIVES AUX PRATIQUES D'AFFAIRES DU NAESB**

45. En réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements numéro 1 de NEMC (pièce B-0059, R4.1, p. 12), le Transporteur mentionne qu'il mettra à jour son « Guide des pratiques d'affaires pour les services de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie » (le « **Guide des pratiques d'affaires** ») suite à l'approbation par la FERC de la version 003.1 des normes applicables du NAESB;
46. NEMC réitère l'importance de mettre à jour le Guide des pratiques d'affaires pour refléter les nouvelles règles d'affaires du NAESB appliquées par le Transporteur (Preuve de NEMC, C-NEMC-0010, p. 20 et Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016 - Volume 5, pièce A-0034, témoignage de monsieur Brad Coady, p. 171, l. 1 à 22);
47. NEMC prend également note que le Transporteur s'engage à informer les clients du service de transport, à l'aide d'un avis sur son site OASIS, de toute modification liée à l'application des pratiques d'affaires du NAESB. NEMC note aussi que, par le même avis et tel qu'il est indiqué dans la décision D-2016-029, le Transporteur invitera les clients du service de transport à lui soumettre leurs commentaires sur les nouvelles pratiques (pièce B-0059, R4.1, p. 12);
48. NEMC comprend par ailleurs que le Transporteur mettra à jour, si requis, la « Liste des pratiques d'affaires NAESB non appliquées par Hydro-Québec TransÉnergie » lorsqu'il appliquera la version 003.1 des pratiques d'affaires du NAESB et qu'il rendra publique, le cas échéant, la liste des pratiques d'affaires

du NAESB qu'il n'appliquera pas en indiquant, pour chacune d'elles, les motifs justifiant leur non-application. À cet effet, NEMC prend note que le Transporteur publiera sur OASIS un avis permettant aux personnes intéressées d'émettre, le cas échéant, des commentaires (pièce B-0059, R4.3, R4.3.1 et R4.3.2, p. 12 et 13);

**D. MÉTHODE D'INFORMATION DU TRANSPORTEUR À SES CLIENTS A POSTERIORI LORS D'ÉVÉNEMENTS AYANT CONDUIT À DES INTERRUPTIONS DE SERVICES**

49. En ce qui concerne la méthode d'information du Transporteur à ses clients *a posteriori* lors d'événements ayant conduit à des interruptions de services, NEMC réfère la Régie à la section 3.2 de sa preuve (C-NEMC-0010, p. 20 à 24) et au témoignage de monsieur Brad Coady à cet égard (Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016 - Volume 5, pièce A-0034, témoignage de monsieur Brad Coady, p. 171, l. 23 à 25, p. 172, 173, 174 et 175, l. 1 à 10);
50. L'objectif de NEMC est de s'assurer que toute interruption ou réduction de service de transport ferme soit faite en conformité avec le texte des Tarifs et conditions et en respect avec les conventions de service de transport en vigueur. Plus particulièrement, NEMC s'attend à ce que les interruptions ou réductions affectant le service de transport ferme de point à point se fassent en respect avec l'article 13.6 des Tarifs et conditions.
51. Dans sa preuve écrite, le Transporteur se propose de fournir uniquement les réductions totales des services touchés offerts (pièce B-0029, HQT-10, Document 1, p. 10). Faute de connaître les réductions par type de clients (charge locale, réseau intégré (si applicable) et point à point), il est alors impossible pour NEMC de déterminer si les réductions ont été appliquées proportionnellement entre les clients ayant le même niveau de priorité, comme le stipule l'article 13.6 des Tarifs et conditions, et qu'elle puisse obtenir suffisamment d'informations afin de déterminer s'il y a respect de cette disposition;

- Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016, volume 5, témoignage de monsieur Brad Coady, p. 172, l. 1 à 22 :

**A-0034**

« Again, our main objective is to ensure that we have enough information to verify that we are treated fairly under the OATT, the tariff. Section 13.6, once this type of interruption occurs, we appreciate that HQT's willing to provide us more information, but what we want to insure, is that we get enough information to be able to discern whether or not we were treated fairly under the tariff. And whether or not the event may not be material in HQT's view with the master system, but it may be very material to NEMC.

So, what we're asking, I guess, is we believe that the breakdown between the native load and point-to-point information would be provided, and allow us to verify whether or not we were treated in a prorata basis from our understanding of section 13.6 of the tariff. And any curtailment should be made on a

nondiscriminatory basis, and proportionally allocated between native load and point-to-point... or firm point-to-point transmission customers. »

52. Tel que mentionné par monsieur Brad Coady lors de son témoignage (notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016, volume 5, pièce A-0034, témoignage de monsieur Brad Coady, p. 174, l. 7 à 17), les informations que devrait fournir le Transporteur devraient minimalement inclure le type d'information fournie par le NYISO, tel qu'il appert de l'exemple fourni par NEMC dans sa preuve (C-NEMC-0010, p. 23 et 24) qui traite des interruptions de la charge locale, des interruptions pour différentes interconnexions ainsi qu'une énumération de différentes mesures d'urgence utilisées par Hydro-Québec en ce qui concerne les événements du 4 décembre 2014 qui explique la nature et la durée de l'événement survenu;
53. Pour ce qui est des interruptions de moins de 300 MW qui ne déclenchent pas la « Méthode d'information du Transporteur *a posteriori* lors d'évènements ayant conduits à des interruptions de services », NEMC réitère l'importance d'être en mesure d'obtenir l'information pertinente afin de vérifier si elle a été traitée en conformité avec les Tarifs et conditions (Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre – Volume 5, témoignage de Monsieur Cordy, p. 172, l. 23 à 25, p. 173 et 174, l. 1 à 6). À cet égard, NEMC n'a aucune objection à conserver un seuil minimal de 300 MW, mais uniquement dans la mesure où l'engagement pris de nous transmettre l'information par les délégués commerciaux est maintenu dans les cas d'événements significatifs;

**E. BILAN DE L'APPLICATION DU PROCESSUS D'INFORMATION ET D'ÉCHANGES SUR LA PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT**

54. En ce qui concerne le bilan de l'application du processus d'information et d'échange sur la planification du réseau de transport, NEMC réfère la Régie à la section 3.3 de sa preuve (C-NEMC-0010, p. 25 à 30), plus particulièrement aux recommandations visant à améliorer le processus (C-NEMC-0010, p. 29 et 30), ainsi qu'au témoignage de monsieur Brad Coady à cet égard (notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016, volume 5, pièce A-0034, témoignage de monsieur Brad Coady, p. 175, l. 11 à 25, p. 176 à 179 et 180, l. 1 à 22);
55. En ce qui concerne « l'Engagement de confidentialité et de non-divulgaration » que le Transporteur exige en prévision des rencontres de planification avec les participants, nous demandons à la Régie de repousser cet enjeu à la prochaine cause tarifaire, considérant le fait que NEMC et le Transporteur sont en pourparlers à cet égard;

➤ Notes sténographiques de l'audience du 23 novembre 2016, volume 5, témoignage de monsieur Brad Coady, p. 178, l. 12 à 18 :

**A-0034**

« So, for this, it's critical that we manage to find the right balance between how to protect and how to use to make this planning process most useful and we welcome working with the transmission provider to strike that right balance. And to be practical, we suggest we could postpone this issue to the next rate case if need be. »

56. NEMC avisera la Régie advenant le cas où les parties en arrivent ou non à une entente à ce sujet.

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**