

**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À COMPTER DU 1^{ER} JANVIER 2017**

DOSSIER : R-3981-2016

**PLAN D'ARGUMENTATION DE NALCOR ENERGY MARKETING CORPORATION («NEMC ») À
L'ENCONTRE DES MOYENS PRÉLIMINAIRES SOULEVÉS PAR LE TRANSPORTEUR**

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

LE 17 NOVEMBRE 2016

R.3981.2016

17/11/2016

P.NEMC.0015

1. La preuve excéderait le cadre d'analyse du présent dossier tarifaire

1.1 La présente demande tarifaire se substituerait au processus d'examen de la demande d'autorisation et à la détermination de la Régie à l'égard du projet d'investissement dans le dossier R-3887-2014

1. La preuve soumise par NEMC, à la section 2.1 de son mémoire, n'a pas pour effet de faire en sorte que la présente demande tarifaire se substitue au processus d'examen de la demande d'autorisation et à la détermination de la Régie à l'égard du projet d'investissement dans le dossier R-3887-2014;

2. NEMC rappelle que bien que le projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île (le « **projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île** ») ait été approuvé par la Régie en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01 (la « *Loi* »), l'inclusion des coûts d'investissement associés à ce projet à la base tarifaire se doit d'être examinée dans le cadre d'un dossier tarifaire, en l'occurrence le présent dossier;

3. L'article 49 1° de la Loi prévoit :

➤ *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01, art. 49, par. 1 :

ONGLET 1

« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, 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 ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux; »

4. Cette analyse et évaluation est distincte de l'évaluation effectuée dans le cadre de l'approbation d'un dossier d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi;

5. En effet, dans la décision D-2002-95, la Régie mentionnait ce qui suit :

➤ D-2002-95 (extrait), p. 78 et 79 :

ONGLET 2

« 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.

Quant à l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs destinés au transport, l'article 73 de la Loi prévoit que le transporteur doit obtenir l'autorisation de la

Régie aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. *Le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, approuvé par le gouvernement du Québec en date du 23 août 2001, prescrit les divers renseignements que le transporteur doit fournir en vue de permettre à la Régie de statuer sur une demande d'autorisation de projets ou d'investissements visant, notamment, l'acquisition ou la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité.

Le transporteur doit, entre autres, identifier les objectifs visés par les projets ou investissements, la justification de ceux-ci en relation avec les objectifs visés, les coûts qui y seraient associés et l'impact éventuel sur les tarifs de transport.

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 et emphase ajoutée)

6. Ce principe a aussi été confirmé dans la décision D-2005-50 de la Régie, tel qu'il appert de l'extrait ci-dessous :

➤ D-2005-50 (extrait), p. 50 et 51 :

ONGLET 3

« 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.

Par ailleurs, le Transporteur est soumis à un régime d'approbation préalable de ses investissements en vertu de l'article 73 de la Loi. Dans le cadre de cet examen, la Régie se penche notamment sur les objectifs, la description, la justification du projet en relation avec l'objectif visé, sa faisabilité technique et économique, les alternatives, la raisonnable des coûts et l'impact tarifaire du projet. **La Régie porte alors un premier jugement sur le caractère prudent de l'investissement ainsi que sur l'utilité appréhendée du projet. Cette approbation, pour donner un sens à la Loi, doit avoir un effet lors de l'approbation de l'ajout d'un tel actif à la base de tarification du Transporteur.**

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. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

7. Par conséquent, lors d'une demande d'inclusion d'actifs à la base de tarification préalablement autorisée en vertu de l'article 73 de la Loi, il ressort des extraits ci-dessus que :
- (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 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 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. À notre avis, sans admettre que le Transporteur a rempli son fardeau de preuve de démonstration du caractère utile de l'investissement questionné, les motifs soulevés dans notre preuve permettent de justifier le reversement du fardeau de la preuve;

8. Ainsi, la décision rendue en vertu de l'article 73 de la Loi ne permet pas une intégration immédiate à la base de tarification des investissements et la cause tarifaire est le forum approprié pour questionner l'inclusion de l'actif à la base de tarification;
9. Cela ressort également de la décision de la Régie rendue sur le banc dans le cadre de la demande tarifaire du Transporteur pour l'année 2016 :

➤ Dossier R-3934-2015, pièce A-0019, Notes **ONGLET 4** 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)

10. Or, à la pièce HQT-7, document 1 (B-0019), au Tableau 24, le Transporteur indique une mise en service du projet Chamouchouane — Bout-de-l'Île d'une valeur de 79,4 M\$ en 2017;
11. Par ailleurs, en réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements numéro 1 de NEMC (B-0059, HQT-13, document 7), le Transporteur affirme qu'un montant de 4,4 M\$, lié à la charge d'amortissement et au rendement, attribuable à cette mise en service, sera inclus aux revenus requis pour l'année 2017;
12. Il appert donc, contrairement à la situation qui prévalait lors du dossier R-3934-2015, que le Transporteur demande à la Régie d'inclure dans sa base de tarification pour l'année 2017 un montant de l'ordre de 4,4 M\$;
13. En conséquence, NEMC soumet respectueusement à la Régie que le présent dossier tarifaire est le forum approprié pour traiter de l'ajout des coûts d'investissement liés au projet Chamouchouane — Bout de-l'Île dans la base de tarification du Transporteur pour l'année 2017;

1.2 La présente demande tarifaire remettrait en cause les objets et fondements de la décision finale D-2015-023 de la Régie dans le dossier R-3887-2014

14. Contrairement à ce que prétend le Transporteur, la présente demande tarifaire ne remet pas en cause les objets et les fondements de la décision D-2015-023;
15. Tel que mentionné dans la décision D-2005-50, la décision D-2015-023 se voulait un premier jugement sur le caractère prudent de l'investissement ainsi que sur l'utilité appréhendée du projet Chamouchouane – Bout de-l'Île;
16. Tel qu'expliqué par la Régie dans sa décision D-2002-95 (ONGLET 2), 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;
17. Or, la preuve de NEMC, tel que présentée à la section 2.1 de son mémoire, ne remet aucunement en cause l'autorisation délivrée par la Régie dans le cadre du dossier R-3887-2014 et les fondements mêmes de cette décision, mais questionne plutôt l'intégration d'une partie de cet investissement à la base de Tarification;

1.3 La présente demande tarifaire permettrait qu'un intéressé saisisse à nouveau la Régie des éléments dont elle a déjà disposé dans le dossier R-3887-2014

18. En sus des motifs invoqués précédemment, NEMC croit qu'il est important de souligner à la Régie que le régisseur Boulianne, dans sa décision D-2015-023, n'a aucunement disposé de l'impact que pourrait avoir le projet Chamouchouane – Bout de-l'Île sur les tarifs du Transporteur;

➤ D-2015-023, p. 50 à 58

ONGLET 5

19. La question de l'intégration de ce projet à la base de tarification du Transporteur et l'impact de ce projet sur les tarifs du Transporteur sont des questions qui n'ont tout simplement pas été abordées par le régisseur Boulianne dans sa décision;
20. Ce qui est tout à fait compréhensible puisque, tel que mentionné par la Régie dans sa décision D-2002-95 (ONGLET 2), un tel examen doit se faire dans le cadre d'un dossier tarifaire :

« 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. »

1.4 Il s'agirait d'une révision déguisée d'une décision finale de la Régie, en l'occurrence la décision D-2015-023

21. Pour l'ensemble des motifs invoqués précédemment, NEMC soumet à la Régie que sa preuve quant au projet Chamouchouane – Bout de-l'Île n'est aucunement une révision déguisée de la décision D-2015-023;

1.5 La présente demande tarifaire deviendrait un forum pour présenter à nouveau des thèses déjà présentées à la Régie et rejetées dans le cadre du dossier R-3887-2014; les thèses de NEMC, alors contredites, auraient été entendues par la Régie et rejetées par elle dans la décision D-2015-023

22. NEMC soumet à cet égard qu'elle n'était pas intervenante au dossier R-3887-2014; aucune preuve n'a donc été présentée à la Régie par NEMC dans le cadre de ce dossier et, par voie de conséquence, la preuve mise de l'avant par NEMC dans le cadre du présent dossier n'a donc pu être entendue par la Régie et contredite par cette dernière ou par le Transporteur;
23. Par ailleurs et tel que mentionné précédemment, la question de l'intégration à la base de tarification du projet Chamouchouane – Bout de-l'Île n'a pas fait l'objet d'une discussion de la part de la Régie dans le cadre de la décision D-2015-023; il est donc erroné de prétendre que cette question a été rejetée par la Régie dans le cadre de sa décision D-2015-023;

2. La preuve excéderait les sujets identifiés par la Régie dans le présent dossier

24. Dans le document HQT-1, document 1 (B-0004), à la page 7, le Transporteur mentionne clairement que la hausse de 193 M\$ des revenus requis par rapport à ceux autorisés pour 2016 découle en partie de l'impact de nouvelles mises en service de projets d'investissement autorisés ou à être autorisés, à hauteur de 20 M\$;
25. Or, tel que mentionné précédemment, le Transporteur mentionne que, de ce 20 M\$, un montant de 4,4 M\$ est directement lié à la mise en service du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île en 2017;
26. Faisant référence aux documents HQT-1, document 1 (B-0004) et HQT-9, document 1 (B-0026), NEMC a annoncé dans sa demande d'intervention (C-NEMC-0002) qu'elle entendait interroger le Transporteur sur la hausse tarifaire de 7,2% et l'impact de l'intégration à la base tarifaire de la mise en service de projets d'investissement autorisés;
27. Dans sa décision procédurale D-2016-137, la Régie a jugé que les sujets dont NEMC voulait traiter faisaient partie de la preuve et a donc permis à cette dernière de les examiner;

➤ D-2016-137, par. 89 à 91 :

ONGLET 6

« NEMC s'intéresse au taux de pertes de transport, à la base de tarification, à la commercialisation des services de transport ainsi qu'au bilan relatif à l'Appendice K des Tarifs et conditions.

La Régie juge que les sujets dont NEMC veut traiter font partie de la preuve du Transporteur et elle permet donc à l'intervenante de les examiner.

Par ailleurs, la Régie réitère les commentaires formulés à l'égard d'EBM au paragraphe 82 de la présente décision. »

28. À cet égard, NEMC soumet respectueusement à la Régie qu'elle a questionné le Transporteur sur l'intégration à la base de tarification du projet Chamouchouane — Bout-de-l'Île et que ce dernier ne s'est pas opposé aux questions de NEMC, reconnaissant par le fait même la pertinence de ce sujet dans le présent dossier;
29. Par conséquent, l'intégration de ce 4,4 M\$ à la base de tarification pour l'année 2017 fait clairement partie des sujets identifiés par la Régie;
3. **La preuve n'aurait aucune pertinence, n'aurait pas été annoncée et ne serait pas permise**
30. Pour l'ensemble des motifs invoqués précédemment, NEMC est d'avis que sa preuve, telle que présentée à la section 2.1 de son mémoire, est pertinente, permise, a dûment été annoncée dans le cadre de sa demande d'intervention et ne devrait pas être radiée;
31. De façon subsidiaire, en tout état de cause, puisqu'il s'agit en un premier temps d'évaluer la preuve du Transporteur pour déterminer s'il y a renversement du fardeau de preuve envers l'intervenante, la Régie, en cas de doute, devrait permettre à l'intervenante de faire sa preuve et décider ultimement à l'issue de l'audience de la pertinence de celle-ci.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

chapitre R-6.01

LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE I	
APPLICATION.....	1
CHAPITRE II	
ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA RÉGIE	
SECTION I	
INSTITUTION.....	4
SECTION II	
COMPOSITION.....	7
SECTION III	
FONCTIONNEMENT.....	14
SECTION IV	
AUDIENCES PUBLIQUES.....	25
CHAPITRE III	
FONCTIONS ET POUVOIRS	
SECTION I	
COMPÉTENCE.....	31
SECTION II	
INSPECTION ET ENQUÊTES.....	43
CHAPITRE IV	
TARIFICATION.....	48
CHAPITRE V	
SURVEILLANCE DES PRIX DE LA VAPEUR ET DES PRODUITS PÉTROLIERS.....	55
CHAPITRE VI	
DROIT EXCLUSIF DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ NATUREL	
SECTION I	
ATTRIBUTION D'UN DROIT EXCLUSIF DE DISTRIBUTION	
§ 1. — <i>Distribution d'électricité</i>	60
§ 2. — <i>Distribution de gaz naturel</i>	63
SECTION II	
OBLIGATIONS DU TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ ET DES DISTRIBUTEURS.....	71.1
CHAPITRE VI.1	
TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

SECTION I	
NORMES DE FIABILITÉ.....	85.2
SECTION II	
CONTRAT DE SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.....	85.14
SECTION III	
ACCÈS AUX INSTALLATIONS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.....	85.19
CHAPITRE VI.2	
CHAPITRE VI.3	
CHAPITRE VII	
EXAMEN DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS	
SECTION I	
APPLICATION.....	86
SECTION II	
EXAMEN PAR LE TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ ET UN DISTRIBUTEUR.....	87
SECTION III	
RECOURS À LA RÉGIE.....	94
CHAPITRE VIII	
FINANCEMENT.....	102
CHAPITRE IX	
DIRECTIVES ET RÈGLEMENTS	
SECTION I	
DIRECTIVES.....	110
SECTION II	
RÈGLEMENTS.....	112
CHAPITRE X	
DISPOSITIONS PÉNALES.....	116
CHAPITRE XI	
DISPOSITIONS MODIFICATIVES	
LOI CONCERNANT L'EXAMEN DES PLAINTES DES CLIENTS DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ.....	118
LOI SUR L'EXPORTATION DE L'ÉLECTRICITÉ.....	119
LOI SUR HYDRO-QUÉBEC.....	121
LOI SUR LA PROTECTION DU CONSOMMATEUR.....	128
LOI SUR LA RÉGIE DU GAZ NATUREL.....	129
LOI SUR LE RÉGIME DE NÉGOCIATION DES CONVENTIONS COLLECTIVES DANS LES SECTEURS PUBLIC ET PARAPUBLIC.....	130
LOI SUR LE RÉGIME DE RETRAITE DES FONCTIONNAIRES.....	131
LOI SUR LES SYSTÈMES MUNICIPAUX ET LES SYSTÈMES PRIVÉS D'ÉLECTRICITÉ.....	132
LOI SUR L'UTILISATION DES PRODUITS PÉTROLIERS.....	137
LOI SUR LES VILLAGES NORDIQUES ET L'ADMINISTRATION RÉGIONALE KATIVIK.....	142
CHAPITRE XII	
DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES.....	147

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

gaz naturel ou emmagasiné. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

Une demande est accompagnée des documents et des frais prévus par règlement. Le distributeur d'électricité et un distributeur de gaz naturel doivent joindre à une telle demande un document faisant état des impacts d'une hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu.

1996, c. 61, a. 48; 2000, c. 22, a. 10; 2006, c. 46, a. 37.

48.1. La Régie établit un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité.

Ce mécanisme doit poursuivre les objectifs suivants:

- 1° l'amélioration continue de la performance et de la qualité du service;
- 2° une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et, selon le cas, au distributeur ou au transporteur;
- 3° l'allégement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs du transporteur d'électricité et les tarifs du distributeur d'électricité applicables à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

2013, c. 16, a. 2.

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, 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 ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;
- 2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;
- 3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;
- 4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;
- 5° s'assurer du respect des ratios financiers;
- 6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;
- 7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;
- 8° tenir compte des prévisions de vente;
- 9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel alloue à l'efficacité et à l'innovation énergétiques.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

1996, c. 61, a. 49; 2000, c. 22, a. 11; 2006, c. 46, a. 38; 2011, c. 16, ann. II, a. 50.

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

1996, c. 61, a. 50; 2000, c. 22, a. 12.

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

Il en est de même pour l'emmagasiner du gaz naturel par quiconque exploite un réservoir à cette fin dans la mesure où la méthode tarifaire utilisée par la Régie le justifie.

1996, c. 61, a. 51; 2000, c. 22, a. 13.

52. Dans tout tarif de fourniture de gaz naturel, les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs.

Un tarif peut également refléter tout autre coût inhérent à l'acquisition du gaz naturel par un distributeur.

1996, c. 61, a. 52; 2000, c. 22, a. 14.

Note Cet article est entré en vigueur le 2 juin 1997 selon qu'il se rapporte au gaz naturel. Décret 714-97 du 28 mai 1997, (1997) 129 G.O. 2, 3329.

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article. La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie.

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le

ACRONYMES

- AFM : modèle de dividendes;
- APPA : American Public Power Association.
- ATC : Capacité de transit disponible, Available Transmission Capacity.
- BCUC : British Columbia Utilities Commission.
- CBRS : Canadian Bond Rating Service.
- CIRE : Coûts d'intégration au réseau existant (GRTA en anglais).
- CP : Pointe coïncidente.
- CRT : Cedar Rapids Transmission;
- CTD : Capacité de transport disponible (du Code de conduite);
- CUP : Code d'unité de propriété;
- DPAS : Direction principale approvisionnement et services;
- DPTI : Direction principale technologies de l'information;
- DRTA : Distribution Related Transmission Assets;
- ECSI : Environmental Consulting Services Inc.;
- EPAct : Energy Policy Act;
- FERC : Federal Energy Regulatory Commission;
- GES : Gaz à effet de serre;
- GRTA : Generation Related Transmission Assets (CIRE en français);
- IREQ : Institut de recherche d'Hydro-Québec;
- ISO : Independent System Operator;
- LBMP : Locational based marginal pricing;
- MÉAF : Modèle d'équilibre des actifs financiers;
- MEÉAF : Version empirique du MÉAF;
- NARUC : North American Regulatory Utilities Commission;
- NEPOOL : New England Power Pool;
- NERC : North American Electric Reliability Council;
- NPCC : Northeast Power Coordinating Council;
- NYPP : New York Power Pool;
- NYISO : New York Independent System Operator;
- OASIS : Open Access Same-Time Information System;

- ONE : Office national de l'énergie;
- OATT : Open Access Transmission Tariff;
- PCGR : Principes comptables généralement reconnus;
- PJM : PJM Interconnection, L.L.C.;
- Politique énergétique : L'énergie au service du Québec, 1996;
- la Régie : Régie de l'énergie;
- RMCC : Réseau multiterminal à courant continu;
- RTO : Regional Transmission Organizations;
- S&P : Standard and Poors;
- TAG : Turbines à gaz à cycles combinés;
- TTC : Capacité de transit totale (Total Transmission Capacity);

LEXIQUE

Affiliés du transporteur : Les filiales d'Hydro-Québec, les autres divisions et entités d'Hydro-Québec et de TransÉnergie.

Benchmarking : Point de comparaison.

Bêta : Une mesure classique du risque systématique propre à une entreprise et indique jusqu'à quel point les fluctuations du taux de rendement sur les capitaux propres du titre de l'entreprise suivent ceux de l'ensemble des titres sur le marché.

Charge locale : La charge locale du transporteur est constituée des clients du distributeur qui sont reliés au réseau de transport. Il s'agit donc de la totalité des clients du distributeur (y compris les neuf réseaux municipaux et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville) à l'exclusion des clients des réseaux autonomes.¹

Distributeur : Hydro-Québec dans ses activités de distribution (Distribution).

Inducteurs : Facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts associés à une activité, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité. (*Grand dictionnaire terminologique*).

Producteur : Hydro-Québec dans ses activités de production (Production).

Non-wires : Solutions ou alternatives non liées à l'utilisation des lignes électriques en tant que tel.

Tarifs et conditions : Textes des tarifs et des conditions qui constituent le Règlement 659 et son annexe (Contrat).

Le transporteur : Hydro-Québec dans ses activités de transport (Transport).

TransÉnergie : Nom de la Division d'Hydro-Québec responsable des activités de transport d'électricité plus souvent désignée « le transporteur » dans la présente décision.

¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 179 et 180.

CERTAINES RÉFÉRENCES

- Décret n° 276-97 : décret numéro 276-97, G.O., Partie 2, 12 mars 1997, numéro 10, page 1248;
- Décret n° 970-2001 : décret numéro 970-2001, G.O., Partie 2, 5 septembre 2001, numéro 36, page 6165;
- Décret n° 1559-96 : décret numéro 1559-96, G.O., Partie 2, 31 décembre 1996, numéro 54, page 7387;
- Loi : *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q. c. R-6.01;
- *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5;
- *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*;
- *Loi sur la Régie du gaz naturel*, [L.R.Q., c. R-8.02 (abrogée)];
- Ordonnance 888 : *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discrimination Transmission Services by Public Utilities*, Order 888, 61 Fed. Reg. 21, 540 (1996), FERC Stats & Regs., 24 avril 1996;
- Ordonnance 888-A : *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discrimination Transmission Services by Public Utilities*, Order 888-A, 62 Fed. Reg. 12, 274 (1997), FERC Stats. & Regs., 4 mars 1997;
- Ordonnance 889 : *Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct*, Order 889, 61 Fed. Reg. 21,764 (1996);
- Règlement 634 : *Règlement numéro 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O.Q. II, 2998;
- Règlement 659 : *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau* (R.R.Q. 1981, c. H-5, r. 0.3.);
- Règlement 663 : *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, (1998) 130 G.O. II, 2261.
- Règlement : *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*, (1998) 130 G.O.Q. II, 1245;
- *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie* : approuvé par le Décret numéro 970-2001, 23 août 2001, G.O.Q., partie 2, 5 septembre 2001, n° 36;

TABLE DES MATIÈRES

	<i>Page</i>
1. Introduction.....	11
1.1. Historique du dossier.....	11
1.2. Commentaires généraux.....	15
2. Hydro-Québec dans ses activités de transport.....	21
2.1. Séparation fonctionnelle.....	23
2.1.1. Position des parties.....	23
2.1.2. Opinion de la Régie.....	36
2.2. Code de conduite.....	38
2.2.1. Position des parties.....	38
2.2.2. Opinion de la Régie.....	42
2.3. Identification des activités de transport.....	45
2.3.1. Position des parties.....	45
2.3.2. Opinion de la Régie.....	49
Annexe 1.....	52
Annexe 2.....	53
2.4. Politique de prix de cession.....	54
2.4.1. Position des parties.....	54
2.4.2. Opinion de la Régie.....	59
3. Prévision des besoins et investissements projetés.....	61
3.1. Besoins du réseau de transport.....	61
3.1.1. Besoins de la charge locale.....	61
3.1.1.1. Position des parties.....	61
3.1.1.2. Opinion de la Régie.....	62
3.1.2. Besoins du service en réseau intégré.....	62
3.1.3. Besoins du service de point à point de long terme.....	63
3.1.3.1. Position des parties.....	63
3.1.3.2. Opinion de la Régie.....	66
3.2. Investissements projetés du réseau de transport.....	68
3.2.1. Position des parties.....	68
3.2.2. Opinion de la Régie.....	72
Annexe 3.....	74
Annexe 4.....	75
3.3. Budget d'investissement.....	76
3.3.1. Position des parties.....	76
3.3.2. Opinion de la Régie.....	76

3.4.	Modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification.....	77
3.4.1.	Position des parties.....	77
3.4.2.	Opinion de la Régie.....	78
4.	Projections financières.....	81
4.1.	Principes réglementaires, conventions comptables et méthodologies.....	83
4.1.1.	Position des parties.....	83
4.1.2.	Opinion de la Régie.....	90
	Annexe 5.....	95
4.2.	Dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.....	99
4.2.1.	Qualité de l'information.....	99
4.2.1.1	Position des parties.....	99
4.2.1.2	Opinion de la Régie.....	102
4.2.2.	Les dépenses de l'année témoin projetée 2001.....	105
4.2.2.1	Position des parties.....	105
4.2.2.2	Opinion de la Régie.....	117
	Annexe 6.....	121
4.3.	Base de tarification.....	122
4.3.1.	Position des parties.....	122
4.3.2.	Opinion de la Régie.....	130
4.4.	Taux de rendement sur la base de tarification.....	134
4.4.1.	La structure de capital.....	134
4.4.1.1	Position des parties.....	134
4.4.1.2	Opinion de la Régie.....	141
4.4.2.	Le coût de la dette.....	143
4.4.2.1	Position des parties.....	143
4.4.2.2	Opinion de la Régie.....	147
4.4.3.	Le taux de rendement sur l'avoir propre et la base de tarification.....	149
4.4.3.1	Position des parties.....	149
4.4.3.2	Opinion de la Régie.....	163
	Annexe 7.....	169
4.4.4.	Le coût en capital prospectif.....	170
4.4.4.1	Position des parties.....	170
4.4.4.2	Opinion de la Régie.....	171
5.	Allocation des coûts.....	173
5.1.	Détermination du revenu requis résiduel.....	173
5.1.1.	Position des parties.....	173
5.1.2.	Opinion de la Régie.....	174
5.2.	Estimation des revenus des ventes à court terme.....	175
5.2.1.	Position des parties.....	175
5.2.2.	Opinion de la Régie.....	177

5.3.	Méthodologie d'allocation des coûts.....	179
5.3.1.	Position des parties.....	179
5.3.2.	Opinion de la Régie.....	210
6.	Détermination des tarifs.....	217
6.1.	Structure des tarifs.....	217
6.1.1.	Position des parties.....	217
6.1.2.	Opinion de la Régie.....	244
6.2.	Part du ratio de charge.....	248
6.2.1.	Position des parties.....	248
6.2.2.	Opinion de la Régie.....	253
6.3.	Tarifs de court terme.....	255
6.3.1.	Position des parties.....	255
6.3.2.	Opinion de la Régie.....	264
6.4.	La politique de rabais.....	267
6.4.1.	Position des parties.....	267
6.4.2.	Opinion de la Régie.....	280
6.5.	Services complémentaires.....	284
6.5.1.	Position des parties.....	284
6.5.2.	Opinion de la Régie.....	285
7.	Pertes de transport.....	287
7.1.	Position des parties.....	287
7.2.	Opinion de la Régie.....	290
8.	Ajouts au réseau de transport.....	293
8.1.	Position des parties.....	293
8.2.	Opinion de la Régie.....	297
9.	Indices de performance déposés par le transporteur.....	301
9.1.	Position des parties.....	301
9.2.	Opinion de la Régie.....	303
10.	Commercialisation.....	307
10.1.	Système d'information en temps réel (OASIS).....	307
10.1.1.	Position des parties.....	307
10.1.2.	Opinion de la Régie.....	311
10.2.	Procédures d'attribution initiale de la capacité de transport et de renouvellement de contrats.....	315
10.2.1.	Position des parties.....	315
10.2.2.	Opinion de la Régie.....	318
10.3.	Le point de réception « Montréal », identifié comme HQT sur OASIS.....	321
10.3.1.	Position des parties.....	321
10.3.2.	Opinion de la Régie.....	325

10.4.	Transactions d'achat-revente.....	327
10.4.1.	Position des parties.....	327
10.4.2.	Opinion de la Régie.....	329
11.	Modifications au document Tarifs et conditions.....	331
11.1.	Codification des conditions de desserte de la charge locale.....	331
11.1.1.	Position des parties.....	331
11.1.2.	Opinion de la Régie.....	334
11.2.	Fiabilité des autres réseaux de transport et de distribution (article 6.2).....	338
11.2.1.	Position des parties.....	338
11.2.2.	Opinion de la Régie.....	338
11.3.	Réduction du service de transport ferme (article 13.6 et 33).....	339
11.3.1.	Position des parties.....	339
11.3.2.	Opinion de la Régie.....	342
11.4.	Production ilotée.....	344
11.4.1.	Position des parties.....	344
11.4.2.	Opinion de la Régie.....	344
11.5.	Autres changements aux Tarifs et conditions.....	345
11.5.1.	Position des parties.....	345
11.5.2.	Opinion de la Régie.....	351
12.	Autres sujets de décision.....	357
12.1.	Fermeture réglementaire.....	357
12.1.1.	Position des parties.....	357
12.1.2.	Opinion de la Régie.....	363
12.2.	Comptes de nivellement.....	368
12.2.1.	Position des parties.....	368
12.2.2.	Opinion de la Régie.....	369
12.3.	L'opportunité de traiter d'un mécanisme de rendement incitatif.....	370
12.3.1.	Position des parties.....	370
12.3.2.	Opinion de la Régie.....	372
12.4.	Conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux.....	373
12.4.1.	Position des parties.....	373
12.4.2.	Opinion de la Régie.....	374
12.5.	Article 75.....	375
	Annexe 8.....	376
13.	Ordonnances provisoires.....	377
13.1.	Position des parties.....	377
13.2.	Opinion de la Régie.....	379
14.	Frais des intervenants.....	381
15.	Dispositif.....	383

3.4. MODALITES D'APPROBATION DES FUTURES ADDITIONS A LA BASE DE TARIFICATION

Dans sa décision D-2000-102, la Régie a reconnu que les modalités d'approbation des additions à la base de tarification dans les causes tarifaires futures était un sujet à débattre dans le cadre de la présente cause.²⁵⁰

3.4.1. POSITION DES PARTIES

Selon le transporteur, les modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification sont définies dans la Loi, plus particulièrement aux articles 72 et 73. Dans son argumentation, le transporteur mentionne que :

« Il est évident que les préoccupations comme celles exprimées par le Centre Hélios⁴² pour le compte du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« le RNCREQ ») de même que S.T.O.P./Stratégies énergétiques (« STOP/SE »)⁴³ quant à la planification du réseau de transport d'électricité et à une politique d'additions à la base de tarification, devraient être abordées, dans un premier temps, lors de l'approbation du plan d'approvisionnement du distributeur en vertu de l'article 72, ensuite lorsque devra être pris en compte, dans l'octroi des contrats d'approvisionnement du distributeur, le coût de transport applicable et, enfin, plus spécifiquement, lorsque le transporteur d'électricité demandera l'autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73, pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité. »²⁵¹

Étant donné qu'il existe un mécanisme pour l'approbation des projets par la Régie, le transporteur propose d'utiliser celui-ci plutôt que le dossier tarifaire. À son avis, la discussion la plus intéressante se fera de façon structurée, ordonnée et complète à travers les articles de la Loi cités plus haut.²⁵²

Selon le RNCREQ, l'application des divers articles de la Loi mentionnés par le transporteur ne permet pas de donner cette vision d'ensemble de l'évolution prévue du réseau de transport. Il ajoute, de plus, que les solutions proposées par le transporteur ne permettent pas aux intervenants et à la Régie d'intervenir suffisamment tôt dans le processus pour qu'il soit réellement possible de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.²⁵³

²⁵⁰ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 36.

²⁵¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 26.

²⁵² NS, 12 avril 2001, volume 8, page 117.

²⁵³ Argumentation du RNCREQ, page 56

Selon OC, l'hypothèse implicite faite par Hydro-Québec est qu'une fois l'approbation par la Régie d'un nouveau projet d'investissement reçue, sur la base des projections *ex ante* de coûts et de revenus, l'addition à la base de tarification dans le futur est chose faite, et ce, indépendamment du coût *ex post* de ce nouvel investissement et des actions entreprises par l'entreprise pour le réaliser. Ainsi l'approbation *ex ante* d'un projet serait suffisante pour que la Régie juge l'investissement « *prudemment acquis* ». ²⁵⁴

L'intervenante est d'avis que le caractère prudemment acquis n'est en rien tributaire de la décision *ex ante*. Elle propose que, lors de leur approbation par la Régie, les immobilisations en cours soient portées à un compte de frais reportés pour traitement réglementaire ultérieur, et qu'à la suite de la mise en exploitation d'un projet, la Régie étudie la raisonnable des frais encourus par le transporteur et le caractère prudemment acquis des nouvelles installations. Ceci implique l'instauration d'un mécanisme en deux étapes pour l'approbation de nouvelles immobilisations à la base de tarification.

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.

Quant à l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs destinés au transport, l'article 73 de la Loi prévoit que le transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*²⁵⁵, approuvé par le gouvernement du Québec en date du 23 août 2001, prescrit les divers renseignements que le transporteur doit fournir en vue de permettre à la Régie de statuer sur une demande d'autorisation de projets ou d'investissements visant, notamment, l'acquisition ou la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité.

Le transporteur doit, entre autres, identifier les objectifs visés par les projets ou investissements, la justification de ceux-ci en relation avec les objectifs visés, les coûts qui y seraient associés et l'impact éventuel sur les tarifs de transport.

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

²⁵⁴ Argumentation d'OC, page 10.

²⁵⁵ *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie.*

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.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2005-50	R-3549-2004 R-3557-2004	31 mars 2005
-----------	----------------------------	--------------

PRÉSENTS :

M. Normand Bergeron, M.A.P., vice-président
M^e Benoît Pepin, LL.M.
M. François Tanguay

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Liste des intervenants apparaissant à la page suivante

Intervenants

Décision sur la Phase 1 : revenus requis et budget des investissements 2005

Demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1^{er} janvier 2005 et

Demande d'autorisation du budget des investissements 2005 pour les projets du Transporteur dont le coût individuel est inférieur à 25 millions de dollars

Intervenants :

- Association canadienne d'énergie éolienne (ACÉE);
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Ontario Power Generation Inc. (OPG);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	6
2.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES	7
	2.1 Principes réglementaires.....	7
	2.2 Conventions comptables.....	8
3.	PLANIFICATION DU RÉSEAU ET INVESTISSEMENTS PROJETÉS	11
	3.1 Capacité de transformation des postes.....	11
	3.2 Investissements projetés du réseau de transport.....	13
4.	INDICATEURS DE PERFORMANCE.....	16
	4.1 Rôle des indicateurs.....	16
	4.2 Les indicateurs.....	18
	4.3 Balisage	27
5.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT.....	27
	5.1 Charges nettes d'exploitation.....	28
	5.2 Charges brutes directes	30
	5.3 Régimes de rémunération variable	31
	5.4 Coût constaté au titre de prestations constituées du régime de retraite.....	34
	5.5 Frais corporatifs.....	36
	5.6 Autres charges	37
6.	BUDGET DES INVESTISSEMENTS 2005.....	40
	6.1 Investissements ne générant pas de revenus additionnels.....	41
	6.2 Investissements générant des revenus additionnels.....	44
	6.3 Impact sur les tarifs.....	44
	6.4 Réallocation entre les différentes catégories.....	45
	6.5 Niveau d'information.....	46
7.	BASE DE TARIFICATION.....	48
	7.1 Ajouts à la base de tarification	49
	7.2 Encaisse réglementaire.....	55
8.	COÛT DU CAPITAL.....	56
	8.1 Coût de la dette.....	56
	8.2 Taux de rendement sur l'avoir propre	56

8.3 Taux de rendement sur la base de tarification.....	58
8.4 Coût en capital prospectif	58
9. REVENU REQUIS	59
10. ARTICLE 75.....	60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Investissements projetés sur 10 ans.....	15
Tableau 2 - Indicateurs de performance retenus par la Régie	26
Tableau 3 - Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service 2001-2005	28
Tableau 4 - Variations apportées à l'objectif de maintien des charges	29
Tableau 5 - Évolution des charges brutes directes 2001-2005.....	30
Tableau 6 - Évolution de la masse salariale 2001-2005.....	31
Tableau 7 - Évolution du coût constaté 2003-2005.....	35
Tableau 8 - Évolution de l'actif au titre des prestations constituées (ATPC) 2003-2005 ...	36
Tableau 9 - Répartition des frais corporatifs	36
Tableau 10 - Évolution des autres charges 2001-2005.....	37
Tableau 11 - Sommaire des investissements réglementés 2005.....	41
Tableau 12 - Évolution des investissements en maintien des actifs et en amélioration de la qualité (sans verglas) 1997-2005.....	42
Tableau 13 - Investissements projetés par catégorie	48
Tableau 14 - Évolution de la base de tarification 2001-2005	49
Tableau 15 - Taux de rendement sur l'avoir propre	57
Tableau 16 - Évolution du revenu requis 2001-2005	59
Tableau 17 - Revenu requis 2005	60

TABLEAU 13 – INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS PAR CATÉGORIE

(M\$)	<i>Investissements ne générant pas de revenus additionnels</i>	<i>Investissements générant des revenus additionnels</i>	TOTAL
CATÉGORIES			
Actifs réseau par famille homogène			
Appareillage de postes			
<i>Disjoncteurs</i>			
<i>Sectionneurs</i>			
<i>Transformateurs</i>			
<i>Compensateurs</i>			
Systèmes d'automatismes			
Lignes			
Autres équipements			
<i>Autres équipements</i>			
<i>Équipements civils</i>			
Sous-total réseau			
Actifs de soutien			
TOTAL			

Au surplus, la Régie demande au Transporteur d'ajouter lors de ses prochaines demandes d'approbation de ses budgets annuels d'investissements, le montant des investissements autorisés et réalisés lors des trois années précédant la demande. La Régie, par ses demandes de renseignements, le requiert régulièrement et il est plus pratique, pour l'étude de son dossier, de soumettre l'information lors du dépôt de la preuve initiale²³.

La Régie demande aussi une estimation des investissements qui doivent être réalisés au 31 décembre, en identifiant les données réelles et les données projetées pour les mois de l'année en cours.

7. BASE DE TARIFICATION

La base de tarification projetée par le Transporteur pour 2005 est de 14 662 M\$, en hausse de 225 M\$ par rapport à celle de l'année témoin 2001 de 14 437 M\$.

²³ Dossier R-3557-2004, pièce HQT-3, document 1, page 3.

TABLEAU 14 – ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2001-2005

	2001	2001	2002	2003	2004	2005	Différence 2005-2001		
	(en milliers de \$) (moyenne des 13 soldes)	(D-2002-95)	(réel)	(réel)	(réel)	(réel 6/12- budget 6/12)	(projeté)	(D-2002-95)	
							M\$	%	
Immobilisations									
Immobilisations en exploitation	14 095 270	13 841 185	13 396 447	13 324 678	13 867 917	13 936 162			
Actifs incorporels			386 066	383 537	379 826	414 886			
	14 095 270	13 841 185	13 782 513	13 708 215	14 247 743	14 351 048	255 778	1,8%	
Dépenses non amorties et autres actifs									
Avantages sociaux futurs - actifs	75 000	95 829	110 200	126 793	134 683	135 931	60 931	81,2%	
Avantages sociaux futurs - passifs	(54 698)	(54 608)	(58 450)	(62 459)	(68 081)	(73 835)	(19 137)	-35,0%	
Mesures de réduction de l'effectif	7 348	12 104	4 584	1 518	522	52	(7 296)	-99,3%	
Frais de développement et autres frais reportés	975	2 509	2 905	3 516	4 486	7 328	6 353		
Remboursement gouvernemental	167 416	147 065	125 085	118 170	110 764	102 057	(65 359)	-39,0%	
	196 041	202 899	184 324	187 538	182 374	171 533	(24 508)	-12,5%	
Fonds de roulement									
Encaisse	53 015	53 875	55 269	58 083	61 890	58 894	5 879	11,1%	
Matériaux, combustibles et fournitures	92 902	93 565	87 213	85 354	79 201	80 202	(12 700)	-13,7%	
	145 917	147 440	142 482	143 437	141 091	139 096	(6 821)	-4,7%	
TOTAL	14 437 228	14 191 524	14 109 319	14 039 190	14 571 208	14 661 677	224 449	1,6%	

Source : pièces HQT-8, documents 2-3-4-5-6, page 2 et dossier R-3401-98, pièce HQT-7, document 2R, page 2

Pour les motifs qui suivent, la Régie approuve, aux fins de la détermination de son revenu requis et de ses tarifs, la base de tarification projetée pour 2005, sous réserve du montant du budget des investissements 2005 de moins de 25 M\$ et d'un montant de 20,2 M\$ relatif au raccordement de la centrale de la Toulouste. Elle demande au Transporteur de mettre à jour les données de sa base de tarification et de les déposer à la Régie au plus tard le 15 avril 2005 à 12 h.

7.1 AJOUTS À LA BASE DE TARIFICATION

Lors de la présente audience, l'information nécessaire pour établir le lien entre les autorisations en vertu de l'article 73 de la Loi et les ajouts à la base de tarification est devenue un enjeu majeur.

Le Transporteur propose de répondre au critère de l'article 49 de la Loi en démontrant qu'il n'a pas mis en exploitation des actifs d'une valeur supérieure aux montants autorisés pour ses différents projets. De fait, les montants autorisés par la Régie ont excédé le montant des

mises en exploitation. Le Transporteur soumet que cela permet à la Régie de considérer prudemment acquises et utiles toutes les additions apportées à sa base de tarification.

La Régie juge nécessaire de préciser ce qu'elle requiert aux fins de la démonstration du caractère prudemment acquis et utile des actifs aux fins de leur inclusion dans la base de tarification du Transporteur lors d'une demande sous l'article 49 de la Loi.

Le sujet a fait l'objet de nombreux échanges lors de l'audience. Le Transporteur prétend que la Régie doit présumer que le Transporteur a agi de façon prudente et conforme à l'autorisation, à moins qu'une preuve contraire déterminante soit présentée quant à des agissements frauduleux, négligents ou de mauvaise administration de ses gestionnaires. UC et le RNCREQ rejettent l'existence d'une telle présomption. Selon ces intervenants, le simple fait que les projets n'aient pas excédé les montants autorisés ne satisfait pas le fardeau de preuve exigé du Transporteur par l'article 49 de la Loi. Le Transporteur doit démontrer qu'il a obtenu l'autorisation de la Régie, que les actifs seront en usage et qu'ils serviront les fins pour lesquelles ils ont été approuvés. En somme, le fardeau de démontrer l'utilité des actifs repose sur le Transporteur et non sur les intervenants.

De ces échanges, la Régie retient une préoccupation importante de la part des intervenants et du Transporteur. Tous désirent obtenir plus de certitude sur le critère d'approbation. Les intervenants disent requérir plus d'information et le Transporteur voit dans cette démonstration une charge de travail démesurée.

De ce débat, la Régie ne peut retenir ni la thèse du Transporteur fondée sur la seule présomption de bonne foi, qui l'absout de toute preuve, ni celle des intervenants qui, rejetant tout effet pratique aux approbations antérieures fondées sur l'article 73 de la Loi, demandent une preuve méticuleuse *a posteriori* de l'utilité de chaque actif ajouté à la base de tarification.

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.

Par ailleurs, le Transporteur est soumis à un régime d'approbation préalable de ses investissements en vertu de l'article 73 de la Loi. Dans le cadre de cet examen, la Régie se penche notamment sur les objectifs, la description, la justification du projet en relation avec l'objectif visé, sa faisabilité technique et économique, les alternatives, la raisonnable des

coûts et l'impact tarifaire du projet. La Régie porte alors un premier jugement sur le caractère prudent de l'investissement ainsi que sur l'utilité appréhendée du projet. Cette approbation, pour donner un sens à la Loi, doit avoir un effet lors de l'approbation de l'ajout d'un tel actif à la base de tarification du Transporteur.

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 tarification²⁴. 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 clients²⁵. 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 autrement²⁶.

²⁴ Décisions D-90-55, dossier R-3180-90, 31 juillet 1990 et D-90-71, dossier R-3190-90, 26 novembre 1990.

²⁵ C. F. Jr, Phillips, *The Regulation of Public Utilities*, 3^e éd., P.U.R. 1993, page 340.

²⁶ C. F. Jr, Phillips, *The Regulation of Public Utilities*, 3^e éd., P.U.R. 1993, page 341.

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 décision²⁷ et qu'elle donnera effet à la présomption de bonne foi²⁸ invoquée par le Transporteur.

Cette approche est conforme au cadre législatif québécois des articles 49 et 73 de la Loi. Elle l'est aussi envers l'opinion exprimée par le juge Brandeis dans *Missouri ex rel. Southwestern Bell Teleph. Co. v. Missouri Pub. Service Commission*, 262 U.S. 276, à la page 289, note 1²⁹ :

« The term 'prudent investment' is not used in a critical sense. There should not be excluded, from the finding of the base, investments which, under ordinary circumstances, would be deemed reasonable. The term is applied for the purpose of excluding what might be found to be dishonest or obviously wasteful or imprudent expenditures. Every investment may be assumed to have been made in the exercise of reasonable judgment, unless the contrary is shown. »

La conclusion de la Régie est similaire, sur le plan pratique, à celle de l'*Alberta Energy and Utilities Board* dans l'affaire *Atco Pipelines : 2003/2004 General Rate Application Phase 1*, décision 2003-100 du 2 décembre 2003, à la page 9 :

« The Board is of the view that it is the applicant's responsibility to justify its application through the traditional regulatory process, and the concept of management in good faith does not negate or reduce its responsibility to thoroughly and adequately explain individual budget items. »

RACCORDEMENT DE LA CENTRALE DE LA TOULNUSTOUC

Le Transporteur demande d'inclure à sa base de tarification un montant de 25,9 M\$ correspondant à la mise en service d'une ligne 69 kV servant à l'alimentation du chantier, puis à l'alimentation des services auxiliaires, de la centrale de la Toulnostouc.

²⁷ *Interprovincial Pipe Line Ltd.*, décision RH-2-76 de décembre 1977, aux pages 3-10 à 3-12.

²⁸ Article 2847 *Code civil du Québec*.

²⁹ Ce passage fut retenu avec approbation par l'Office national de l'énergie dans l'affaire *Interprovincial Pipe Line Ltd.*, décision RH-2-76 de décembre 1977, aux pages 3-9 et 3-10, dont le principe fut repris dans l'affaire *TransCanada PipeLines Ltd. Tolls and Tariffs*, décision RH-1-2002 de juillet 2003, à la page 16. Ce passage fut aussi retenu par l'*Alberta Energy and Utilities Board* dans l'affaire *Atco Pipelines : 2003/2004 General Rate Application Phase 1*, décision 2003-100 du 2 décembre 2003, à la page 7. Il fut enfin récemment réaffirmé par la Cour supérieure de l'Ontario dans l'affaire *Enbridge Gas Distribution Inc. c. Ontario (Energy Board)*, 2005 CANLII 4941 (Ont. Div. Ct.).

La construction de cette ligne a été autorisée avec l'aménagement hydroélectrique de la Tournustouc, par le décret 824-2001 du 27 juin 2001, et les coûts en ont été assumés par le Transporteur. Il est prévu que cette ligne d'alimentation électrique du chantier de la centrale demeure comme source de relève pour les charges des services auxiliaires du poste et de la centrale.

Cette ligne de 69 kV est réputée prudemment acquise et utile pour l'exploitation du réseau de transport au sens de l'article 164.1 de la Loi et elle se trouve, de ce fait, incluse dans la base de tarification du Transporteur. Dans le futur, toutefois, l'inclusion d'une telle ligne de chantier sera traitée en vertu des dispositions des *Tarifs et conditions*.

L'intégration de la centrale de la Tournustouc, à la fin de l'année 2005, apparaît à la base de tarification du Transporteur pour un montant de 113,7 M\$.

Dans sa décision D-2003-68³⁰, la Régie exigeait du Transporteur la démonstration de la raisonnable des coûts de son affiliée Hydro-Québec Équipement (HQE) au montant de 20,2 M\$ avant l'ajout de ce projet à sa base de tarification :

« Pour ces raisons, la Régie considère que le taux de majoration sur salaire de HQE reste à justifier. Dans l'intérêt public et afin de s'assurer que les consommateurs bénéficient du meilleur service au meilleur prix, la Régie recommande au Transporteur de procéder à des appels de propositions afin de tester le marché et d'obtenir ainsi des cas de balisages réels. La Régie ne se prononce pas sur le coût complet pour HQE qui équivaut à un taux de majoration sur salaire de 2,25. Le Transporteur devra justifier ce coût lors de l'inclusion des coûts du Projet à son coût de service.

La Régie demande au Transporteur de présenter, lors du dépôt des coûts réels du projet, le détail des coûts de HQE y compris un calcul du taux de majoration sur salaire. Elle s'attend à ce que ce taux évolue à la baisse avec le temps. Elle demande aussi de poursuivre ces études comparatives du taux de majoration sur salaire avec le privé et de lui présenter des exemples concrets lors des prochaines demandes d'autorisation selon l'article 73 de la Loi. La Régie considère que la validation des coûts de HQE est essentielle pour s'assurer de la raisonnable des charges portées au coût de service du Transporteur et ultimement appliquées dans les tarifs. »

³⁰ Décision D-2003-68, page 21, dossier R-3487-2002.

La Régie reconnaît l'ajout à la base de tarification du Transporteur d'un actif de 93,5 M\$ pour le raccordement de la centrale de la Toulnostouc. Puisque le coût complet du projet dans son ensemble ne sera définitivement connu qu'à la fin des travaux, à la suite de sa mise en service, la Régie rejette, jusqu'à leur démonstration conformément à la décision D-2003-68, la demande d'inclusion des coûts de HQE, au montant de 20,2 M\$, à la base de tarification du Transporteur³¹.

INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE DU MONT MILLER

Le Transporteur demande l'inclusion d'un montant de 26 M\$³² à la base de tarification pour les travaux relatifs à l'intégration de la production éolienne du Mont Miller. Ce montant comprend le coût du poste de départ et le coût de la ligne de raccordement au réseau de transport.

Selon le Transporteur, ce projet fait partie de l'enveloppe des investissements de moins de 25 M\$ puisque le coût net de raccordement, déduction faite de la contribution du client se situe à environ 20 M\$.

Ce projet illustre une divergence d'interprétation entre la Régie et le Transporteur sur la portée de l'article 73 de la Loi et son Règlement d'application. Bien que le coût du projet supporté par le Transporteur soit inférieur à 25 M\$, l'examen de la Régie porte sur l'ensemble du projet et le mode d'examen doit dépendre de sa valeur brute. Le Transporteur fait une distinction là où la Loi et le Règlement d'application n'en font pas. Le Règlement d'application réfère à un projet d'un coût de 25 M\$ et plus. La contribution du client ou d'un tiers ne change pas le coût du projet. L'intention de l'article 73 de la Loi et de son Règlement d'application est de permettre un examen des projets majeurs qui peuvent avoir un effet sur les tarifs et la qualité de service aux clients. Ces éléments s'apprécient en fonction du projet en entier et la contribution d'un tiers n'est qu'un des éléments soumis à l'examen de la Régie. Ainsi, dans le futur, le Transporteur devra soumettre un tel projet à l'approbation individuelle, en vertu de l'article 1 du Règlement d'application.

³¹ Dossier R-3497-2002, pièce HQT-6, document 1, page 67; pièce HQT-12, document 1, pages 44-45, section 17.1; décision D-2003-68, page 20, note 54.

³² Les montants ont été revus à la baisse au cours de l'audience. Toutefois, pour les fins de la décision, la Régie réfère aux projections initiales qui supportent la preuve et les projections financières au dossier.

7.2 ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

Le Transporteur demande l'inclusion d'une encaisse réglementaire de 58,9 M\$ à sa base de tarification pour le coût du financement qu'il encourt, telle une marge de crédit, pour le paiement de ses dépenses avant de recevoir, par le biais des tarifs, les revenus de ses clients.

S'il encourt de telles dépenses au-delà des revenus perçus, il requiert une source de fonds pour assurer ce financement de court terme. Ce capital fourni par le Transporteur porte rémunération, comme le reste des actifs qui composent sa base de tarification. Ce financement a donc un coût que le Transporteur est en droit de recouvrer de ses clients par le biais de l'encaisse réglementaire déterminée par la Régie.

Inversement, si les revenus perçus permettent d'assumer, en temps opportun, plus que les dépenses à encourir, le Transporteur bénéficie, sans frais, d'une source de financement de la part de ses clients. L'enjeu de l'encaisse réglementaire tourne autour de ce besoin d'encaisse pour le paiement des dépenses à même les sommes fournies par les clients. Il porte, par sa nature, sur les flux de trésorerie du Transporteur.

L'encaisse réglementaire est déterminée par une étude « *lead-lag* » qui fait état du financement généré par les seules dépenses d'opération du Transporteur. Cette étude fait présentement abstraction de ses dépenses de financement et de leur paiement à même les fonds perçus des clients pour effectuer ces paiements aux créanciers du Transporteur.

C'est à ce sujet que la FCEI demande d'étendre le calcul de l'encaisse réglementaire aux dépenses de financement du Transporteur, principalement celle générée par le paiement de la dette à long terme, qui a lieu beaucoup plus tard que la perception des revenus. Cela permettra d'accorder aux clients le bénéfice des revenus d'intérêts générés par leur avance de fonds et ainsi d'éviter de leur faire payer deux fois le rendement sur l'encaisse générée par le report du paiement des créanciers du Transporteur. La modification demandée diminuerait le besoin de fonds du Transporteur de 81,6 M\$, au point de créer un surplus d'encaisse réglementaire de 22,7 M\$ qui réduirait la base de tarification d'autant.

Consciente de l'intérêt de la question, la Régie désire examiner la méthode de détermination de l'encaisse réglementaire et l'inclusion du financement procuré par le délai de paiement de la dette de l'entreprise, notamment de sa dette à long terme. **Consciente aussi de l'impact de cette décision pour les deux divisions réglementées d'Hydro-Québec, la Régie indique son intention d'examiner la question à son mérite lors de la prochaine demande tarifaire du Distributeur ou du Transporteur.** Elle s'attend à ce que le Distributeur ou le Transporteur présente pour cet examen une étude « *lead-lag* » à jour

permettant d'établir le besoin d'encaisse réglementaire ainsi que les données permettant d'évaluer l'impact de la méthode proposée par la FCEI sur cette encaisse.

8. COÛT DU CAPITAL

8.1 COÛT DE LA DETTE

Le Transporteur dépose, avec sa demande initiale, une évaluation du coût de la dette présumée d'Hydro-Québec.

Dans sa lettre du 12 octobre 2004 au Distributeur, la Régie décide d'établir, aux fins de sa demande tarifaire 2005-2006, le coût de la dette sur la base de la méthode retenue dans la décision D-2004-47³³. En conséquence, elle demande au Distributeur de calculer le coût de la dette selon cette méthode et reporte l'examen des principes d'établissement du coût de la dette, du taux de rendement de l'avoir propre et de la structure du capital à un dossier générique sur le coût du capital du Transporteur et du Distributeur.

En conséquence, le Transporteur révisé le calcul du coût de sa dette pour l'année témoin projetée 2005 en conformité avec la méthodologie approuvée par la Régie dans la décision D-2004-47. Selon cette méthodologie, la Régie retient un coût de la dette du Transporteur pour l'année témoin 2005 de 8,24 %.

8.2 TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

Conformément aux paramètres de la décision D-2004-47³⁴, le taux de rendement sur l'avoir propre est ajusté en fonction du risque du Transporteur et de la prime de risque du marché.

³³ Dossier R-3492-2002, 26 février 2004.

³⁴ Dossier R-3492-2002, 26 février 2004.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ
RELATIVE À LA MODIFICATION DES TARIFS ET
CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
POUR L'ANNÉE 2016

DOSSIER : R-3934-2015

RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président
Me LISE DUQUETTE
M. LAURENT PILOTTO

AUDIENCE DU 24 NOVEMBRE 2015

VOLUME 1

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me YVES FRÉCHETTE
procureur de Hydro-Québec TransÉnergie;

INTERVENANTS :

Me STEVE CADRIN
procureur de Association hôtellerie Québec et
Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Me PIERRE PELLETIER
procureur de Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité et Conseil
de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Me PAULE HAMELIN
procureure de Énergie Brookfield Marketing (EBM);

Me ANDRÉ TURMEL
procureur de la Fédération canadienne de
l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET
procureure de Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME);

Me PAULE HAMELIN
Me PIERRE LEGAULT
procureurs de Nalcor Energy Marketing Corporation
(NEMC);

Me DOMINIQUE NEUMAN
procureur de Stratégies énergétiques et Association
québécoise de lutte contre la pollution
atmosphérique (SÉ-AQLPA).

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	4
PRÉLIMINAIRES	5
MOYENS PRÉLIMINAIRES	8
REPRÉSENTATIONS PAR Me YVES FRÉCHETTE	8
REPRÉSENTATIONS PAR Me PAULE HAMELIN	61
REPRÉSENTATIONS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	84
RÉPLIQUE PAR Me YVES FRÉCHETTE	112
SUPPLIQUE PAR Me PAULE HAMELIN	144
RÉPLIQUE PAR Me YVES FRÉCHETTE	146
DÉCISION PAR LE PRÉSIDENT	149
PREUVE HQT - Présentation de la demande du Transporteur	
ANDRÉ BOULANGER	
STÉPHANE VERRET	
INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE	157
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN	172
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL	183
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	190

R-3934-2015
24 novembre 2015

- 4 -

LISTE DES PIECES

PAGE

B-0086 : (HQT-15, Doc.2.1) Présentation
PowerPoint

157

1 (partie de la page 20 et partie de la page 21 du
2 mémoire) :

3 La Régie note que cet aspect du sujet n'a
4 pas été spécifié par l'intervenante lors de sa
5 demande d'intervention. De plus, ce sujet remet en
6 cause dans le présent dossier les méthodologies
7 qu'elle avait reconnues à ce jour contrairement au
8 paragraphe 11 de sa décision procédurale
9 D-2015-157. En conséquence, la Régie accueille la
10 demande du Transporteur et radie cette partie de
11 preuve.

12 Par ailleurs, comme mentionné à la lettre
13 de NEMC du vingt-trois (23) novembre deux mille
14 quinze (2015), la Régie considère que cette
15 information pourrait être demandée lors des
16 rencontres prévues en vertu de l'Annexe K.

17 Chapitre II, Planification du réseau de
18 transport, section i.b) Principes directeurs liés à
19 l'inclusion d'investissement dans la base de
20 tarification (qu'on retrouve au mémoire aux pages
21 21, 22, 23, 24 et 25) :

22 La Régie rappelle que le principe de la
23 neutralité tarifaire fait partie des sujets traités
24 dans le cadre du dossier R-3888-2014. Elle
25 accueille la demande du Transporteur et radie cette

1 partie de la preuve.

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

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

15 Chapitre II, Planification du réseau de
16 transport, section i.c) Modification du processus
17 de planification pour tenir compte des politiques
18 publiques (pages 25, 26 et 27 du mémoire) :

19 Dans le cadre de la décision procédurale,
20 la Régie mentionnait que le sujet de l'ouverture et
21 l'accessibilité au réseau de transport était
22 pertinent. Cependant, la Régie y mentionnait
23 également qu'il n'était pas opportun de l'examiner
24 à nouveau puisqu'elle s'était prononcée à ce sujet
25 dans la décision D-2012-010.

1 La Régie est d'avis que le mémoire de NEMC
2 à cette section porte sur l'ouverture et
3 l'accessibilité au réseau de transport. En
4 conséquence, la Régie accueille la demande du
5 Transporteur et radie cette partie de preuve qui ne
6 respecte pas le paragraphe 86 de sa décision
7 procédurale D-2015-157.

8 (14 h 05)

9 Pour la preuve de SÉ-AQLPA. Chapitre 3, Les
10 investissements du Transporteur, leur mise en
11 exploitation et leur planification (pages 16 à 24
12 du mémoire) : Section 3.1 L'information sur le taux
13 de pertes en tant que facteur dans les décisions
14 d'investissements (pages 16, 17, 18 et 19 du
15 mémoire), la Régie accueille la demande du
16 Transporteur et radie cette partie de preuve qui ne
17 respecte pas le paragraphe 27 de sa décision
18 procédurale D-2015-157 où elle indiquait ne pas
19 vouloir remettre en cause dans le présent dossier
20 les méthodologies qu'elle avait reconnues à ce
21 jour.

22 Pour la section 3.2 Le coût réel de
23 l'accroissement de la demande de transport (aux
24 pages 20 à 23 du mémoire):

25 Bien que SÉ-AQLPA ait plaidé ce matin qu'il

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-023

R-3887-2014

13 mars 2015

PRÉSENT :

Gilles Boulianne
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative au projet à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île

Intervenants.:

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association des hôteliers du Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Citoyen sous haute tension (CSHT) et Municipalité régionale de comté (MRC) de Matawinie (CSHT-MRCMTWN);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI).

TABLE DES MATIÈRES

1. La Demande	7
2. La Procédure	8
3. Cadre d'analyse de la demande sous l'article 73 de la Loi	11
3.1 Contexte et objectifs visés par le Projet	11
3.2 Description du Projet.....	16
3.3 Analyses économiques et analyse de sensibilité	20
3.4 Justification du Projet en relation avec ses objectifs.....	28
3.5 Coûts associés au Projet	29
3.6 Impact sur les tarifs	31
3.7 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	32
3.8 Impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de prestation du service.....	33
4. Position des intervenants	34
4.1 ACEFO	34
4.2 AHQ-ARQ.....	36
4.3 AQCIE-CIFQ	37
4.4 CSHT-MRCMTWN.....	39
4.5 FCEI	40
5. Réplique du Transporteur	41
5.1 ACEFO	42
5.2 AHQ-ARQ.....	44
5.3 AQCIE-CIFQ	46
5.4 CSHT-MRCMTWN.....	47
5.5 FCEI	47

5.6	Conclusion de l'argumentation du Transporteur.....	49
5.7	Commentaires relatifs aux observations reçues	50
6.	Opinion de la Régie	50
6.1	Analyses techniques et économiques	50
6.2	Calcul des pertes électriques différentielles	52
6.3	Analyses de sensibilité	54
6.4	Objectifs et justification du Projet.....	54
6.5	Conclusion sur le Projet	56
7.	Demande de traitement confidentiel	58
8.	Frais demandés par les intervenants.....	59
8.1	Législation et principes applicables	59
8.2	Frais réclamés par les intervenants.....	59
8.3	Synthèse des frais réclamés et accordés	60
	Dispositif	61

1. LA DEMANDE

[1] Le 30 avril 2014, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'autorisation afin de construire une ligne à 735 kV d'environ 400 km reliant le poste de la Chamouchouane au poste Duvernay, situé dans la région métropolitaine de Montréal, ainsi qu'un nouveau tronçon d'une ligne à 735 kV afin de dévier la ligne existante en provenance du poste de la Jacques-Cartier vers le poste du Bout-de-l'Île.

[2] Le 25 juillet 2014, le Transporteur dépose à la Régie une demande amendée¹ (la Demande). Le Transporteur indique qu'à la suite d'études complémentaires, la ligne à 735 kV de la Chamouchouane ne sera plus reliée au poste Duvernay. La ligne sera plutôt reliée au poste Judith-Jasmin², dont la construction est planifiée dans la région métropolitaine de Montréal (le Projet).

[3] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³ (la Loi) interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à l'annexe 1 des pièces B-0007 et B-0019. Le contenu de cette dernière pièce reproduit la pièce B-0007 pour laquelle le Transporteur demandait, dans son dépôt initial, un traitement confidentiel. Le 28 août 2014, le Transporteur dépose, également sous pli confidentiel, les pièces B-0035 et B-0036. Une affirmation solennelle de monsieur Serge Fortin est déposée à cet égard⁴.

[4] Selon le Transporteur, l'élément déclencheur du Projet est le maintien de la fiabilité du réseau de transport principal. De plus, il soumet que le Projet permet également une optimisation, au plan global, de deux projets déjà optimisés au plan individuel. Les projets en cause visent l'intégration de la production du complexe de la Romaine⁵ et de celle prévue par l'appel d'offres A/O 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne⁶. Finalement, le Projet entraîne la réalisation de travaux qui assurent le maintien des actifs.

¹ Pièce B-0018.

² Dossier R-3915-2014.

³ RLRQ, c. R-6.01.

⁴ Pièce B-0005.

⁵ Dossier R-3757-2011.

⁶ Dossier R-3742-2010.

[5] Selon la Demande, le coût total est de 1 083,4 M\$. Un montant de 551,0 M\$ correspond intégralement aux montants des investissements autorisés par la Régie dans ses décisions D-2011-083 (la Romaine) et D-2010-165 (A/O 2005-03) pour des travaux de renforcement du réseau principal qui se trouvent substitués par le Projet pour l'intégration et le raccordement de production au réseau. Un autre montant de 58,7 M\$ est affecté à des travaux qui entraînent le maintien des actifs et 473,7 M\$ sont attribués à des travaux relatifs au maintien et à l'amélioration de la qualité du service.

[6] Le Projet est plus amplement décrit à la section 3 de la présente décision.

2. LA PROCÉDURE

[7] Le 23 mai 2014, la Régie publie, sur son site internet, un avis indiquant que les personnes intéressées pourront lui soumettre une demande d'intervention, dans le cadre de l'examen de la Demande, au plus tard le 30 mai 2014, à 12 h, et que le Transporteur pourra répondre à ces demandes au plus tard le 6 juin 2014, à 12 h. La Régie demande également au Transporteur de publier l'avis sur son propre site internet. Le 27 mai 2014, le Transporteur confirme que l'avis est diffusé sur son site internet.

[8] Le 30 mai 2014, la Régie reçoit les demandes d'intervention de l'ACEFO, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, CSHT, la FCEI, le ROEÉ ainsi que de SÉ-AQLPA.

[9] Le 6 juin 2014, le Transporteur dépose ses commentaires sur ces demandes d'intervention.

[10] Le 11 juin 2014, l'ACEFO, l'AHQ-ARQ, CSHT et SÉ-AQLPA répliquent aux commentaires du Transporteur. CSHT amende sa demande d'intervention ce même jour.

[11] La Régie reçoit la réplique du ROEÉ le 12 juin 2014.

[12] Le 18 juin 2014, CSHT informe la Régie d'une nouvelle intervention, soit celle de la MRC de Matawinie, et dépose, le 19 juin 2014, une demande d'intervention ré-amendée afin de soumettre une intervention commune avec cette MRC.

[13] Le 20 juin 2014, le Transporteur transmet ses commentaires sur cette demande d'intervention ré-amendée et CSHT-MRCMTWN y réplique le 23 juin 2014.

[14] Le 15 juillet 2014, la Régie rend sa décision procédurale D-2014-118 et accorde le statut d'intervenant à l'ACEFO, à l'AQCIE-CIFQ, à l'AHQ-ARQ, à CSHT-MRCMTWN et à la FCEI, mais le refuse au ROEÉ ainsi qu'à SÉ-AQLPA. Elle fixe également la procédure et le calendrier de traitement de la Demande. Elle demande enfin aux intervenants de revoir ou de soumettre leur budget de participation afin de répondre aux prescriptions de la décision procédurale.

[15] Le 29 juillet 2014, la Régie transmet au Transporteur sa demande de renseignements no 1. Le Transporteur y répond les 15 et 18 août 2014.

[16] Le 6 août 2014, la Régie informe le Transporteur et les intervenants qu'elle poursuivra l'examen de la demande amendée selon l'échéancier prévu à sa décision D-2014-118. Dans cette correspondance, la Régie informe également le Transporteur qu'elle complétera l'examen du présent dossier lorsque la demande d'autorisation relative au nouveau poste Judith-Jasmin aura été déposée et examinée⁷. La Régie rendra alors une décision dans chacun des deux dossiers.

[17] Le 8 août 2014, la Régie rend sa décision D-2014-137, par laquelle elle rejette la demande d'intervention amendée ou nouvelle demande d'intervention ainsi que la demande d'être relevé du dépassement du délai de dépôt des demandes d'intervention présentées par SÉ-AQLPA le 4 août 2014. Dans cette même décision, la Régie refuse de donner suite à l'invitation de l'AHQ-ARQ et de CSHT-MRCMTW de réunir les dossiers R-3887-2014, R-3890-2014 et le dossier à venir relatif au nouveau poste Judith-Jasmin.

[18] Les 11 et 13 août 2014, les intervenants soumettent au Transporteur leurs demandes de renseignements. Le Transporteur y répond le 28 août 2014.

[19] Le 3 septembre 2014, la Régie informe les participants qu'elle ne tiendra pas de séance de travail le 11 septembre 2014, contrairement à ce qu'elle avait annoncé dans sa décision procédurale D-2014-118.

⁷ Pièce A-0009.

[20] Le 18 septembre 2014, la Régie rend sa décision D-2014-161 portant sur la contestation des réponses aux demandes de renseignements des intervenants.

[21] Le 25 septembre 2014, la Régie transmet au Transporteur sa demande de renseignements no 2. Le Transporteur y répond le 3 octobre 2014.

[22] Les intervenants déposent leur preuve les 10 et 14 octobre 2014.

[23] Le 20 octobre 2014, à la suite d'une demande de la Régie⁸, le Transporteur dépose une nouvelle analyse économique, incorporant certains changements de contenu au niveau de la solution 1 et tenant compte des paramètres économiques les plus récents pour les deux solutions⁹.

[24] Tel qu'annoncé dans la décision procédurale, l'audience relative à la Demande s'est tenue les 21 et 22 octobre 2014.

[25] Les 24 et 29 octobre 2014, le Transporteur et les intervenants déposent leur argumentation écrite. Le Transporteur réplique aux argumentations des intervenants le 5 novembre 2014. La Régie entame son délibéré à cette date.

[26] Les 12 et 19 novembre 2014, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, le CSHT MRCMTWN et la FCEI soumettent des demandes de remboursement de frais. L'ACEFO soumet sa demande le 4 décembre 2014.

[27] Le Transporteur commente ces demandes de frais, qu'il juge élevées pour les motifs exposés dans ses lettres des 1^{er} et 10 décembre 2014¹⁰. L'ACEFO et le CSHT-MRCMTWN répliquent aux commentaires du Transporteur les 4 et 22 décembre 2014.

⁸ Pièce A-0018.

⁹ Pièces B-0052 et B-0060.

¹⁰ Pièces B-0075 et B-0076.

[28] La présente décision porte sur la Demande, la demande de confidentialité du Transporteur et le remboursement des frais des intervenants.

3. CADRE D'ANALYSE DE LA DEMANDE SOUS L'ARTICLE 73 DE LA LOI

[29] Le Transporteur présente sa Demande en vertu des articles 31 (5) et 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹¹ (le Règlement).

[30] La Loi prévoit que le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au service de transport d'électricité. Dans le cadre de l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales. Elle tient compte, le cas échéant, des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique du projet.

[31] Le Règlement stipule que le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner une telle demande.

3.1 CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

3.1.1 CONTEXTE DU PROJET

[32] Le Transporteur expose d'abord le contexte dans lequel s'inscrit le Projet.

¹¹ RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

[33] Mis en service graduellement depuis le milieu des années 1960, le réseau de transport principal, exploité à 735 kV, sert à transiter la puissance électrique produite par les centrales situées en majeure partie dans la partie nord du Québec et sur la Côte-Nord, vers les principaux centres de consommation situés au sud, soit la région métropolitaine de Montréal et dans la région de Québec.

[34] À la suite de pannes majeures ou générales survenues dans les années 1970 et 1980, le Transporteur entreprend un vaste programme d'amélioration de la fiabilité de son réseau de transport. Lancé en 1989, ce programme consiste en l'ajout massif de compensation série et à la mise en service de grands automatismes de réseau.

[35] Au même moment, le Transporteur se donne de nouveaux critères de planification et de conception pour refléter les exigences des organismes reconnus en matière de fiabilité des réseaux de transport d'électricité¹² et encadrant le développement futur du réseau de transport.

[36] En 1994, le Transporteur procède à la mise en service de la dernière ligne en provenance de la Baie-James. De 1994 à 2009, il procède à l'intégration de plus de 4 300 MW de nouvelle production au réseau¹³. L'intégration progressive de ces projets de petite ou de moyenne envergure est réalisée par l'addition de compensation série, ce qui « a permis de repousser la nécessité d'une nouvelle ligne de transport [et] a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes »¹⁴.

[37] Depuis 2008, le Transporteur note que l'évolution du réseau de transport s'est poursuivie au rythme des demandes de service de transport liées à de nouvelles sources de production, à de nouvelles interconnexions ou à de nouveaux contrats de service de transport qui s'ajoutent sans cesse. Il en est de même des besoins réguliers d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), qui augmentent au fil des ans, tant l'été que l'hiver.

¹² Le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et le North American Electric Reliability Corporation (NERC).

¹³ Pièce B-0018, p. 7.

¹⁴ Pièce B-0018, p. 31.

[38] Dans le but d'assurer la fiabilité du réseau de transport, le Transporteur recommande, en 2008, un projet de mise à niveau du réseau de transport principal, qui consiste en l'ajout de nouvelle compensation série au poste de la Jacques-Cartier et de compensateurs statiques au poste Chénier, projet qui a été autorisé par la Régie¹⁵.

[39] Le Transporteur rappelle que l'étude préalable au projet de mise à niveau avait mis en lumière qu'un biais structurel, issu de l'évolution du réseau de transport, faisait en sorte qu'à la suite de certains événements au sud du réseau, la tension et la fréquence fluctuaient de manière très importante et que cela pouvait conduire à un effondrement de tension¹⁶. Le Transporteur a qualifié ce biais structurel d'« effet entonnoir ».

[40] Le Transporteur observe que, compte tenu des perspectives de l'époque, entre autres avec le raccordement du complexe de la Romaine et de l'intégration de la production éolienne de l'appel d'offres A/O 2005-03, ce biais structurel allait de nouveau se révéler problématique dès 2015¹⁷. Ce constat l'incite à lancer une étude de faisabilité globale du sud du réseau, afin d'évaluer des scénarios de renforcement permettant de corriger durablement la problématique.

[41] Le Transporteur constate que, dans l'état actuel du réseau, il lui est de plus en plus difficile d'en assurer la performance et la fiabilité dans le respect des critères de conception, sans procéder de nouveau à un renforcement majeur du réseau de transport principal¹⁸.

[42] Sur le plan de la planification du réseau, le Transporteur précise que le renforcement majeur doit répondre à l'exigence de maintenir la fiabilité et la stabilité du réseau lors d'événements majeurs. Il fait référence à une des deux situations suivantes, soit la perte temporaire simultanée de deux lignes à 735 kV au sud du réseau à la suite d'un défaut ou encore la perte d'une ligne simple au sud lorsque le réseau est déjà dans une configuration avec une ligne en retrait dans le sud. Or, selon le Transporteur, l'augmentation des transits au cours des dernières années rend le réseau davantage sensible à ces événements. L'augmentation de la sensibilité atteint un point tel que la stabilité du réseau est affectée, ce qui entraîne une dégradation de son niveau de fiabilité¹⁹.

¹⁵ Dossier R-3696-2009, décision D-2009-109.

¹⁶ Pièce A-0022, p. 88.

¹⁷ Pièce A-0022, p. 227 à 230.

¹⁸ Pièce B-0018, p. 11.

¹⁹ Pièce B-0018, p. 9.

[43] Le Transporteur ajoute que, compte tenu du caractère intégré du réseau, peu importe le corridor de transport en évolution, lorsqu'un besoin de renforcement apparaît, il est requis aux endroits du réseau qui sont soumis aux plus grandes contraintes. Dans ce contexte, les événements de pertes de lignes deviennent encore plus sévères pour le réseau. La sévérité de ces événements est en partie due à la configuration actuelle du réseau qui se caractérise par une zone de convergence des grands corridors de transport en provenance de la Baie-James et de la Côte-Nord, où sont situés les postes de la Chamouchouane et du Saguenay. Quatre lignes de transport se raccordent à ces postes en provenance du nord et seulement trois en ressortent vers le sud. L'augmentation des transits a pour impact de limiter la capacité du réseau à répondre au besoin de transiter la puissance vers la charge, compte tenu de l'effet d'entonnoir²⁰.

[44] Sur le plan de l'exploitation du réseau, le Transporteur indique que les lignes à 735 kV sont de plus en plus sollicitées, tant l'été que l'hiver, à mesure que le réseau évolue. La hausse des transits sur le réseau a pour conséquence que le Transporteur dispose de moins de marge de manœuvre pour garantir la fiabilité du réseau en temps réel. L'augmentation des transits sur les lignes peut conduire à des dépassements de la capacité thermique de certaines lignes à 735 kV en été, obligeant le Transporteur à limiter les transits²¹.

[45] Le Transporteur soutient que la gestion des limites thermiques s'avère une tâche fort complexe, notamment parce que toute une gamme de configurations de réseau peut survenir. Il doit en tout temps exploiter le réseau à des limites de transit qui répondent aux besoins d'alimentation de la charge, tout en respectant l'ensemble des exigences du NPCC, de façon à pouvoir subir un prochain événement qui l'amènerait dans une configuration pour laquelle il devra aussi respecter ces conditions²².

[46] Dans ces conditions, le Transporteur précise qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les retraits de lignes requis en été pour procéder à leur entretien. Il est ainsi contraint à n'accorder aucun retrait de lignes à 735 kV en périphérie de Montréal en période estivale, ce qui l'oblige ainsi à devancer les travaux au printemps ou à les reporter à l'automne. Il soumet qu'il en sera de même au cours des prochaines années. Or, une telle situation n'est pas sans conséquences, car les retraits requis pour l'entretien

²⁰ Pièce B-0018, p. 10 et 11.

²¹ Pièce B-0018, p. 12.

²² *Ibid.*

empiètent alors sur les autres retraits nécessaires à la réalisation des projets. Cela peut conduire à des reports de projets et, conséquemment, à une augmentation de leurs coûts²³.

[47] Enfin, le Transporteur est d'avis que la compensation série, ajoutée depuis 1994 en réponse à l'intégration de projets de production au réseau, a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes, contrairement à l'effet qu'aurait eu l'addition de nouvelles lignes. De même, les fermetures récentes de centrales nucléaires et thermiques dans la partie sud du réseau ont un impact à la hausse sur les transits des lignes de transport du réseau principal, en période estivale²⁴.

[48] Dans ce contexte, le Transporteur soutient qu'il doit procéder au renforcement du réseau de transport principal afin d'en assurer la fiabilité.

3.1.2 OBJECTIFS DU PROJET

[49] Le Projet a pour objectif de répondre aux enjeux en matière de « planification du réseau », soit de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle dans le contexte de l'évolution du réseau. À ces fins, le Projet vise à :

- mettre en place une architecture de réseau qui résout l'effet d'entonnoir du réseau à la hauteur du poste de la Chamouchouane;
- redistribuer les écoulements de la puissance à travers les différents axes du réseau de transport principal;
- permettre de renforcer l'alimentation des grands centres de consommation en dotant la boucle métropolitaine d'une source d'alimentation supplémentaire;
- sécuriser l'alimentation de la clientèle desservie par le poste du Bout-de-l'Île en dotant ce dernier d'une source d'alimentation distincte.

²³ Pièce B-0018, p. 13.

²⁴ *Ibid.*

[50] Le Projet vise également à permettre une plus grande disponibilité du réseau en soulageant de façon importante les contraintes en matière d'exploitation et d'entretien du réseau principal²⁵.

[51] La nouvelle topologie du réseau vise enfin à répondre à la croissance des besoins de la clientèle, en assurant une intégration optimale de la nouvelle production du complexe de la Romaine et de celle de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport principal.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

[52] Afin d'atteindre les objectifs visés par le Projet, tout en soulageant les enjeux d'exploitation, le Transporteur propose la réalisation des travaux suivants :

- construction d'une ligne à 735 kV reliant le poste de la Chamouchouane, au Saguenay-Lac-Saint-Jean, à la région métropolitaine de Montréal;
- construction d'un nouveau tronçon de 19 km de ligne à 735 kV, afin de dévier la ligne existante de la Jacques-Cartier-Duvernay vers le poste du Bout-de-l'Île;
- ajouts et modifications d'équipements dans les principaux postes à 735 kV de la Chamouchouane et du Bout-de-l'Île;
- exécution de travaux connexes sur des lignes à 735 kV et 315 kV existantes;
- exécution de travaux connexes dans les postes à 735 kV de la Jacques-Cartier, La Vérendrye, de Chibougamau et du Saguenay;
- modification des grands automatismes de réseau, afin de tenir compte de l'addition de la nouvelle ligne de la Chamouchouane et des Manoeuvres Automatiques d'Inductances Shunt (MAIS) au poste du Bout-de-l'Île;
- réalisation de travaux de télécommunications.

²⁵ Pièce B-0018, p. 13.

[53] Les tronçons de ligne à 735 kV du Projet seront conçus de façon à pouvoir résister à des charges climatiques de glace et de vent plus élevées, critères adoptés par le Transporteur à la suite de la tempête de verglas de 1998, ce qui contribuera à la poursuite de la sécurisation du réseau²⁶.

3.2.1 SOLUTIONS ENVISAGÉES

[54] Le Transporteur précise que son analyse des solutions s'inscrit dans une optique plus large de développement à long terme du réseau. Il cherche ainsi à positionner stratégiquement le réseau pour l'avenir, en favorisant son développement optimal et durable par l'intégration d'une solution structurante, tout en minimisant le nombre et le coût des interventions²⁷.

[55] Le Transporteur présente deux solutions de renforcement du réseau permettant d'atteindre les objectifs visés par le Projet, soit :

- Solution 1 : Ajout d'une nouvelle ligne au réseau de transport principal à 735 kV;
- Solution 2 : Ajout massif de compensation série dans les postes existants.

[56] La solution 1 consiste à construire une ligne à 735 kV entre les postes de la Chamouchouane et la région métropolitaine de Montréal ainsi qu'à dévier la ligne à 735 kV de la Jacques-Cartier-Duvernay (n° 7017) vers le poste du Bout-de-l'Île, par l'addition d'un nouveau tronçon de ligne à 735 kV²⁸.

[57] Le Transporteur souligne que l'ajout d'une ligne à 735 kV permet d'intégrer au réseau de transport, de façon optimale, la nouvelle production du complexe de la Romaine et celle des projets issus de l'appel d'offres A/O 2005-03. Certains travaux de renforcement du réseau principal qui ne sont pas amorcés, mais qui étaient prévus dans le cadre de ces deux projets, n'auront pas à être réalisés²⁹.

²⁶ Pièce B-0018, p. 14 et 15.

²⁷ Pièce B-0018, p. 32.

²⁸ Pièce B-0018, p. 26.

²⁹ Pièce B-0018, p. 27.

[58] Les travaux substitués par la construction de la nouvelle ligne à 735 kV sont :

- Projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine :
 - nouvelle plateforme de compensation série au poste de la Jacques-Cartier (ligne n° 7018 en provenance du poste du Saguenay);
 - nouvelle plateforme de compensation série au poste de Duvernay (ligne n° 7002) en provenance du poste de la Jacques-Cartier;
 - nouvelle inductance shunt de 330 Mvar au niveau à 735 kV du poste des Laurentides;
 - nouvelle inductance shunt de 330 Mvar au niveau à 735 kV du poste des Appalaches;
 - modifications de protection dans 11 postes de transport à 735 kV.
- Projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 :
 - la totalité des travaux de renforcement du réseau principal, à l'exception des travaux de rehaussement thermique des circuits n^{os} 7005 et 7035 près du poste de la Nicolet³⁰.

[59] La solution 2 est, pour sa part, en continuité avec les ajouts faits au réseau de transport au cours des vingt dernières années. Le Transporteur rappelle que l'utilisation de la compensation série vise à optimiser les infrastructures existantes du réseau pour assurer la fiabilité du réseau dans un contexte d'augmentation des ressources à transporter sur le réseau principal³¹.

[60] Cette solution consiste, notamment, à procéder aux interventions suivantes :

- l'ajout de neuf nouvelles plateformes de compensation série;
- le remplacement des systèmes de protection de 17 lignes à 735 kV répartis dans 15 postes;
- le remplacement des systèmes de protection de neuf lignes à 315 kV.

³⁰ Pièce B-0018, p. 28.

³¹ Pièce B-0018, p. 31.

[61] Pour rendre un service comparable à la solution 1, le Transporteur soutient que tous les travaux de la solution 2 doivent être réalisés sur la même période, soit pour une mise en service en 2018.

[62] Le Transporteur résume les implications majeures de cette solution :

« La mise en oeuvre de cette solution aurait un impact majeur dans plusieurs installations existantes et soulèverait de nombreuses difficultés relatives à la maintenabilité du réseau au cours des travaux, et ce, pendant plusieurs années. En effet, l'addition massive de compensation série impose au Transporteur, [...], le remplacement des systèmes de protection de nombreuses lignes de transport ce qui nécessite des retraits de ligne pouvant aller jusqu'à un mois par ligne. En raison du nombre élevé de retraits requis, cette solution représenterait un risque important pour le réseau de transport durant les travaux d'autant plus qu'aucun retrait de ligne à 735 kV n'est accordé en été dû aux contraintes de capacités thermiques actuelles. Le Transporteur doit aussi considérer comme objectif de minimiser les interventions afin d'affecter le moins possible la capacité de transport tout au long des travaux.

De même, étant donné que la compensation série ajoutée au fil des ans en réponse aux besoins grandissants du réseau a permis de repousser la nécessité d'une nouvelle ligne de transport, elle a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes. Poursuivre dans cette voie mènerait à une détérioration grandissante des conditions d'exploitation et d'entretien du réseau [...].

Par ailleurs, cette solution conduirait à l'atteinte des limites technologiques de la compensation série sur le réseau. Sa réalisation ne ferait donc que différer de quelques années la construction d'une nouvelle ligne »³².

³² Pièce B-0018, p. 31 et 32.

3.3 ANALYSES ÉCONOMIQUES ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

3.3.1 ANALYSES ÉCONOMIQUES

[63] Le tableau suivant présente la comparaison économique des deux solutions initialement déposées par le Transporteur au soutien de sa Demande. Les coûts globaux actualisés (CGA) y sont exprimés en millions de dollars de l'année 2009.

TABLEAU 1
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(M\$ ACTUALISÉS 2009)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série
Investissements	664,6	578,6
Valeurs résiduelles	-16,8	- 43,1
Taxe sur les services publics	52,1	40,8
Charges d'exploitation - Pertes électriques	-----	873,7
Coûts globaux actualisés(CGA)	699,9	1 450,0

Source : Pièce B-0018, p. 33, tableau 3.

[64] Selon le Transporteur, les résultats de l'analyse économique de 2009 démontrent que la solution 1 présente les CGA les plus faibles. Ce résultat découle de ce que l'architecture de réseau obtenue à la suite de l'ajout massif de compensation série induirait des pertes électriques sur le réseau à 735 kV de plus en plus importantes et pénalisantes économiquement avec l'évolution du réseau.

[65] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur précise la robustesse de son analyse économique de 2009 :

« L'analyse économique réalisée avait donc un objectif bien précis et une période d'existence dans le temps très spécifique. Lorsque des suites de l'étude technique, économique et environnementale, une solution a été retenue et recommandée pour être évaluée en avant-projet, une telle analyse n'a plus de raison d'être puisque le choix de la solution optimale a été effectué. Dans la mesure où les deux solutions comparées auraient démontré un très faible écart entre elles en terme de CGA par

exemple, et que l'avant-projet de la solution retenue avait révélé des éléments manquants qui auraient pu affecter considérablement les coûts initiaux considérés, l'analyse économique aurait pu être révisée pour confirmer si la solution retenue était toujours la bonne.

Dans le cadre du présent Projet toutefois, l'écart de CGA entre les deux solutions des premières analyses est de plus de 100 % »³³.

[66] À la suite de la demande de complément d'information de la Régie³⁴, le Transporteur dépose une nouvelle analyse économique³⁵ (en dollars actualisés 2014).

[67] Le Transporteur réalise cette nouvelle analyse en prenant en compte les plus récents paramètres financiers et certains changements sur son réseau. Les résultats de cette analyse sont reproduits au tableau suivant :

TABLEAU 2
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(M\$ ACTUALISÉS 2014)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série
Investissements	764,7	692,0
Valeurs résiduelles	7,8	41,1
Taxe sur les services publics	56,5	45,7
Charges d'exploitation - Pertes électriques	-----	774,3
Coûts globaux actualisés(CGA)	813,4	1 470,9

Source : Pièce B-0052, p. 3.

[68] Selon le Transporteur, cet exercice confirme le choix de la solution 1, dont les CGA sont de 813,4 M\$ comparativement à 1 470,9 M\$ pour la solution 2, incluant des pertes électriques différentielles de 774,3 M\$.

³³ Pièce B-0028, p. 19.

³⁴ Pièce A-0018.

³⁵ Pièce B-0052.

[69] En audience, le Transporteur insiste sur les limites que présente l'analyse économique, en dollars actualisés 2014. Il explique que l'analyse économique de 2009 compare deux solutions conceptuelles issues de deux études. Or, en 2014, le Transporteur dispose d'une solution conceptuelle, la compensation série, et d'une autre solution, le Projet, qui a fait l'objet d'une étude d'avant-projet de cinq années et qui, de ce fait, est beaucoup plus raffinée. Cette étude a permis de préciser le contenu technique final, les coûts, l'échéancier associé à sa réalisation, le tracé optimisé pour le passage de la ligne et les ajustements pour minimiser les impacts environnementaux et sociaux. *A contrario*, l'estimation paramétrique de la solution 2 n'intègre pas tous les éléments réels, découlant de l'étude avant-projet, qui sont nécessaires lors de la mise en place d'une compensation série, à savoir la présence de milieu humide, la mise en œuvre des travaux et les Programmes de mise en valeur intégrée (PMVI).

[70] Le Transporteur précise, par la suite, la démarche entreprise pour formuler une analyse économique cohérente répondant à la demande de la Régie. Pour mettre à jour l'analyse économique de solutions paramétriques comparables, le Transporteur a retenu les éléments majeurs de l'étude d'avant-projet dont il devait tenir compte dans la reformulation de la version paramétrique de la solution retenue, afin de la comparer à la solution 2. Le contenu fonctionnel de la solution retenue n'est donc pas le même que celui de l'analyse économique de 2009, mais il n'est pas non plus celui de la proposition d'affaires³⁶.

3.3.2 PRÉVISION DES BESOINS

[71] À cet égard, en réponse à une demande de renseignements de la Régie³⁷, le Transporteur présente le tableau suivant, dans lequel il précise les besoins associés à la charge locale, au point à point, à la production raccordée (le bilan offre-demande) pour chacun des réseaux simulés retenus dans le cadre de l'étude des demandes d'intégration du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03 ainsi que les besoins de transport associés au Projet.

³⁶ Pièce A-0022, p. 107 à 109.

³⁷ Pièce B-0025, p. 16.

TABEAU 3
VALEURS ASSOCIÉES À LA CHARGE LOCALE, AU SERVICE DE POINT À POINT
ET À LA PRODUCTION RACCORDÉE DES DIFFÉRENTES DEMANDES

	Présent Projet (R-3887-2014)	A/O 2005-03 (R-3742-2010)	La Romaine (R-3757-2011)
Charge locale (MW)	41 780	41 840	41 525
Service de transport point à point (MW)	5 135	3 935	2 275
Production raccordée (MW)	46 915	45 775	43 800

Source : Pièce B-0025, p. 16, tableau 2.

[72] En réponse à une demande de renseignements relative aux besoins éventuels considérés pour le Projet, le Transporteur indique avoir simulé des besoins non encore connus pour des projets totalisant 1 490 MW en nouvelles ressources de production et 1 200 MW en service additionnel de transport ferme point à point. Il précise que ces besoins sont en sus de ceux requis pour l'intégration du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03. Ces nouvelles ressources de production sont en amont du poste de la Chamouchouane³⁸.

[73] Le Transporteur explique que, dans le cadre de ses études de planification de réseau, il lui incombe de dimensionner le réseau afin d'acheminer, sans congestion, l'ensemble de la production raccordée. Ainsi, dans le cadre du Projet, le réseau doit être en mesure d'assurer le transit de l'ensemble de la production raccordée de 46 915 MW à la pointe³⁹.

3.3.3 CALCUL DES PERTES ÉLECTRIQUES

[74] Le Transporteur explique que « le coût des pertes électriques évitées a un poids déterminant dans l'analyse économique puisqu'il correspond à plus de 130 % des coûts en dollars actualisés des investissements requis dans la solution 1 »⁴⁰.

³⁸ Pièce B-0028, p. 10, R. 3.2.

³⁹ Pièce B-0044, p. 5, R. 2.1.

⁴⁰ Pièce B-0028, p. 19, R. 6.6.

[75] Bien que comparables techniquement, les deux solutions n'offrent pas le même rendement en termes économiques. Le Transporteur évalue le coût différentiel associé à la solution la moins performante, c'est-à-dire celle qui induit le plus de pertes électriques.

[76] Dans son analyse économique de 2009, le Transporteur évaluait à 117 MW l'écart de pertes en puissance entre les deux solutions étudiées.

[77] Cet écart est évalué à la pointe de charge du réseau. Le réseau simulé inclut les 2 000 MW de la production éolienne de l'appel d'offres A/O 2005-03 ainsi que les 1 550 MW du complexe de la Romaine⁴¹.

[78] Le Transporteur indique que les pertes en énergie hors-pointe sur une base annuelle sont calculées à partir de l'écart de pertes en puissance et du facteur de charge annuel moyen selon les formules et en fonction des hypothèses suivantes :

Pertes en puissance (pp) :	117 MW
Facteur de charge (fc) :	0.70
Facteur de pertes (fp) :	$0.9 \times fc^2 + 0.1 \times fc = 0.511$
Pertes en énergie :	$pp \times fp \times 8760 \text{ heures} = 524 \text{ GWh}$

[79] Le Transporteur soutient que la formulation de l'équation polynomiale pour le facteur de pertes (fp) est appuyée empiriquement. En audience, le Transporteur explique :

« l'élaboration de l'équation c'est le fruit d'un exercice qui a été fait au niveau des statistiques de réseau. Donc tout l'historique du réseau, à savoir comment se comporte la charge de pointe par rapport à la consommation d'énergie. Donc c'est une étude qui a été réalisée à l'interne il y a quelques années, qui a été revisitée aussi et qui a donné lieu à cette équation polynomiale-là qu'on utilise et qui, justement [...] dans les faits [...] s'avère très juste par rapport au comportement de notre réseau »⁴².

⁴¹ Pièce B-0028, p. 4, R. 1.1.

⁴² Pièce A-0022, p. 205.

[80] Par ailleurs, dans le cadre de l'évaluation du coût des pertes électriques, le Transporteur utilise les « Coûts marginaux en énergie et en puissance » fournis par le Distributeur. Ces coûts sont les plus récents par rapport au moment où l'analyse économique des solutions a été réalisée. L'analyse économique de 2009 repose sur les informations fournies par le Distributeur en décembre 2008. Les coûts retenus sont :

En puissance :	2011 à 2015	40 \$/kW (\$ 2008, indexé à 2 % par année)
	2016 à 2022	47 à 53 \$/kW (incluant indexation)
En énergie :	2012 à 2015	9,4 ¢/kWh (\$ 2008, indexé à 2 % par année)
	2016 à 2022	110 \$/MWh à 124 \$/MWh

[81] À la fin de l'année 2013, le Transporteur a de nouveau comparé les deux solutions afin de tenir compte des changements survenus dans le réseau depuis les premières analyses. L'écart de pertes en puissance entre les deux solutions est alors revu à 100 MW⁴³.

[82] L'analyse économique de 2014 intègre, quant à elle, les « Coûts marginaux en énergie et en puissance » les plus récents fournis par le Distributeur :

En puissance :	2019 et suiv.	45 \$/kW (indexé à 2 % par année)
En énergie :	2018 à 2023	3,7 ¢/kWh (indexé à 2 % par année)
	2024 et suiv.	108 \$/MWh (indexé à 2 % par année)

[83] Le Transporteur explique ainsi l'évolution de la situation par rapport à 2009 :

« Ça reflète que jusqu'en deux mille vingt-trois (2023), quelque part, le coût marginal d'approvisionnement du Distributeur est à quatre sous (4 ¢) et que, passé deux mille vingt-trois (2023), en deux mille vingt-quatre (2024), on passe à

⁴³ Pièce B-0028, p. 19, R. 6.6.

dix sous (10 ¢), c'est parce qu'il faut qu'il aille chercher la nouvelle énergie plus cher »⁴⁴.

[84] Le Transporteur soutient que la hausse de 4,1 ¢/kWh à 10,8 ¢/kWh des coûts marginaux en énergie entre 2023 et 2024 est le reflet de ce que le Distributeur anticipe être alors contraint de s'approvisionner sur d'autres marchés où l'énergie est plus chère (voir la section 3.3.3).

3.3.4 LA RENTABILITÉ ÉCONOMIQUE DE LA SOLUTION RETENUE

[85] En audience, le Transporteur soumet que les résultats des deux analyses économiques confirment la rentabilité économique de la solution retenue et l'importance et l'ampleur des pertes économiques différentielles dans le choix de cette solution.

[86] S'appuyant sur l'analyse des flux financiers de l'analyse économique de 2009, le Transporteur explique que, malgré un coût initial important (« up-front ») de 1,1 G\$, la rentabilité économique de la ligne se manifeste après quatre ans, en considérant le coût des pertes différentielles pour combler l'écart d'investissement de la solution 2⁴⁵.

[87] Le Transporteur précise que ces conclusions sont identiques avec l'analyse économique de 2014⁴⁶. La rentabilité de la ligne intervient trois années plus tard, soit au terme de sept ans de cumul des pertes différentielles annuelles.

[88] Quant à la solution 2, le Transporteur insiste sur le fait que sa réalisation est non seulement pénalisante économiquement, mais qu'elle ne fait que reporter de quelques années le projet de ligne à 735 kV. De plus, le projet de ligne qu'il faudra alors mettre en place sera plus onéreux et son contenu fonctionnel sera différent pour répondre aux besoins de transport au moment de sa réalisation⁴⁷.

⁴⁴ Pièce A-0022, p. 260 et 261.

⁴⁵ Pièce B-0007, annexe 4 et pièce B-0055, p. 14.

⁴⁶ Pièces B-0052 et B-0055, p. 14.

⁴⁷ Pièce A-0022, p. 112 et 113.

[89] Le Transporteur soutient donc que la construction de la ligne est non seulement inévitable, mais que moins de sept années sont nécessaires pour confirmer sa rentabilité économique, alors que sa durée d'utilisation peut facilement excéder sa durée d'amortissement de 50 ans.

3.3.5 ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[90] Afin de valider la robustesse de son analyse économique, le Transporteur a procédé à une analyse de sensibilité en retenant certaines hypothèses soumises par les intervenants dans leur preuve relativement au taux d'actualisation, au coût des pertes, au facteur de charge et aux pertes électriques. Le tableau suivant présente les résultats des impacts de ces hypothèses sur l'analyse économique de 2009.

TABLEAU 4
ANALYSE ÉCONOMIQUE DE 2009 : ANALYSE DE SENSIBILITÉ
(MS ACTUALISÉS 2009)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série	Ratio en % de la solution 2 par rapport à la solution 1
Scénario de référence	699,9	1 450,0	207 %
1) Taux d'actualisation 2014	704,8	1 476,6	210 %
2) Coûts des pertes de juillet 2014	699,9	1 246,2	178 %
3) Facteur de charge du réseau à 0,60	699,9	1 253,6	179 %
4) Pertes de 100 MW	699,9	1 322,2	189 %
5) Combinaison 1), 2), 3), 4)	704,8	1 039,1	147 %

Source : Pièce B-0055, p. 12.

[91] En audience, le Transporteur explique que l'analyse de sensibilité illustre l'impact de quatre scénarios alternatifs et la combinaison de ces quatre scénarios par rapport aux

résultats du scénario de référence. Rappelant que l'écart entre la solution de référence de 699,9 M\$ et la solution 2 de 1 450,0 M\$ est de 207 %, le Transporteur illustre que tous les scénarios envisagés présentent des écarts d'un ordre de grandeur comparable :

1. sur la base du taux d'actualisation de 2014, les taux ayant baissé par rapport à 2009, les CGA des deux solutions sont ajustés à la hausse et l'écart entre ceux-ci augmente à 210 %;
2. dans le cas où le coût le plus récent des pertes en énergie est utilisé, soit 4 ¢/KWh au cours des six premières années, l'écart entre les CGA diminue, mais demeure largement supérieur à 178 % dans le cas de la solution 2;
3. en remplaçant le facteur de charge de réseau à 0,6 au lieu de 0,7, l'écart entre les CGA des solutions se situe à 179 %;
4. en intégrant les pertes différentielles de 100 MW au lieu des 177 MW initialement utilisées en 2009, telles que recalculées lors de l'exercice de revalidation, l'écart entre les CGA des deux solutions grimpe à 189 %;
5. enfin, en intégrant l'ensemble des quatre modifications précédentes, les CGA sont à 704 M\$ pour la solution de référence, comparativement à 1 039 M\$ pour la solution 2, soit un écart de 147 %⁴⁸.

[92] Le Transporteur conclut de ces résultats qu'aucun scénario ne remet en cause le choix de la ligne à 735 kV comme solution optimale, tant sur le plan technique qu'économique.

3.4 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC SES OBJECTIFS

[93] Le Transporteur soumet que le Projet vise principalement à maintenir la fiabilité du réseau de transport principal, en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, en reliant le réseau électrique du nord-est de la province à la boucle métropolitaine de transport d'électricité.

⁴⁸ Pièce A-0022, p. 105 à 107.

[94] Le Transporteur soutient que le Projet fournit au réseau de transport principal une architecture qui résout l'enjeu associé à l'effet d'entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane. La nouvelle topologie du réseau s'avère optimale, notamment en ce qu'elle permet d'assurer la fiabilité du réseau de transport et de réduire les pertes électriques par rapport à la situation sans la nouvelle ligne. Le Projet offre, de plus, l'avantage de soulager d'importantes contraintes d'exploitation du réseau principal à 735 kV, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

[95] De plus, le Transporteur souligne que le Projet fournira au poste du Bout-de-l'Île une source d'alimentation distincte, permettant de sécuriser l'alimentation de la clientèle desservie par ce nouveau poste à 735 kV appelé à répondre à la croissance de la demande de l'est de l'île de Montréal et du sud de la région de Lanaudière. Le Projet permet, par ailleurs, de poursuivre la sécurisation post-verglas puisque les nouveaux tronçons de ligne seront construits selon des critères de robustesse plus élevés.

[96] Le Transporteur est également d'avis que le Projet est structurant et qu'il permet une optimisation, au plan global, de solutions déjà optimisées au plan individuel pour des projets d'intégration de ressources autorisés par la Régie, soit les projets d'intégration de la production du complexe de la Romaine et de la production éolienne de l'appel d'offres A/O 2005-03, suivant l'orientation qui lui avait été communiquée alors dans le cadre de ces projets. Il en résulte une architecture de réseau améliorée, au bénéfice de tous les clients, sans coût supplémentaire pour les clients à l'origine de ces ajouts particuliers.

[97] Enfin, le Transporteur est d'avis que le Projet est conforme à sa mission de base qui est, notamment, de maintenir un service de transport permettant de répondre aux besoins de ses clients, tout en assurant la continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport.

3.5 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[98] Le calendrier de réalisation prévoit que l'exécution des travaux devrait s'échelonner de 2014 à 2018, en fonction d'une autorisation du Projet en septembre 2014. La mise en service est prévue en septembre 2018.

[99] Le tableau suivant présente le sommaire des coûts du Projet. Le coût total des travaux, incluant les travaux préparatoires, est établi à 1 083,4 M\$. Cette somme inclut des investissements de 937,5 M\$ pour les lignes, 108,2 M\$ pour les postes et 37,7 M\$ pour les télécommunications.

TABLEAU 5
COÛTS DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET PAR ÉLÉMENT
(EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION)

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport (lignes et postes)	Télécom- munication	Total lignes, postes et télécomm.
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	9 446,3	922,2	10 368,5	842,0	11 210,5
Autres coûts	453,4	36,9	490,3	0,0	490,3
Frais financiers	1 195,5	142,1	1 337,7	31,7	1 369,4
Sous-total	11 095,3	1 101,2	12 196,5	873,7	13 070,2
Coûts du projet					
Ingénierie interne	5 990,8	3 027,8	9 018,6	1 444,2	10 462,8
Ingénierie externe	17 426,5	1 477,4	18 903,9	1 841,2	20 745,1
Client	35 901,6	7 381,3	43 282,9	872,0	44 154,9
Approvisionnement	258 496,2	37 985,1	296 481,3	12 078,8	308 560,1
Construction	340 965,6	25 521,0	366 486,6	10 540,7	377 027,3
Gérance interne	41 834,4	10 188,3	52 022,6	3 475,9	55 498,5
Gérance externe	14 764,7	710,1	15 474,8	0,0	15 474,8
Provision	99 997,2	10 277,3	110 274,5	3 212,4	113 486,9
Autres coûts	10 093,3	2 036,8	12 130,1	250,5	12 380,6
Frais financiers	100 988,5	8 493,9	109 482,3	3 068,7	112 551,0
Sous-total	926 458,6	107 099,0	1 033 557,6	36 784,4	1 070 342,0
TOTAL	937 553,9	108 200,2	1 045 754,1	37 658,1	1 083 412,2

Source : Pièce B-0018, p. 34.

[100] Le Transporteur indique que la valeur de la provision s'élève à 110,3 M\$, soit 10,5 % du coût du Projet, excluant les télécommunications. Toutefois, conformément à la demande de la Régie⁴⁹, la provision s'élève à 11,9 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les frais financiers.

[101] Le Transporteur rappelle que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % ou 25 M\$ (le plus faible montant des deux) le montant autorisé par le conseil d'administration, auquel cas le Transporteur devra obtenir une nouvelle autorisation de son conseil d'administration. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur continuera de s'efforcer de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

3.6 IMPACT SUR LES TARIFS

[102] Le Transporteur indique que les coûts du Projet sont répartis en trois catégories d'investissement, dans les proportions suivantes : 551,0 M\$ associés à la catégorie « croissance des besoins de la clientèle », 473,7 M\$ associés à la catégorie « maintien et amélioration de la qualité de service » et 58,7 M\$ en « maintien des actifs ».

[103] Les coûts de la catégorie « croissance des besoins de la clientèle » représentent des travaux qui sont substitués par le présent dossier aux travaux prévus dans les projets de raccordement des centrales du complexe de la Romaine⁵⁰ pour un montant de 160,7 M\$ et d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03⁵¹ pour un montant de 390,3 M\$.

[104] Quant aux coûts alloués aux deux autres catégories, le Transporteur soutient que ces investissements contribuent à la qualité du service et la pérennité de ses installations. Ils permettent de maintenir leur bon fonctionnement et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable, au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. Le Transporteur rappelle que, conformément à la décision D-2002-95 de la Régie⁵², il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau.

⁴⁹ Dossier R-3497-2002, décision D-2003-68, p. 18.

⁵⁰ Dossier R-3757-2011, décisions D-2011-083 et D-2011-083 Motifs.

⁵¹ Dossier R-3742-2010, décision D-2010-165.

⁵² Dossier R-3401-98, décision D-2002-95, p. 297.

[105] Afin de déterminer l'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet, le Transporteur prend en compte les coûts du Projet nets des coûts substitués des projets de raccordement du complexe de la Romaine et d'intégration de la production éolienne de l'appel d'offres A/O 2005-03, mais incluant les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation.

[106] Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et de 50 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie⁵³. L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 47,0 M\$ sur une période de 20 ans et de 30,9 M\$ sur une période de 50 ans, ce qui représente un impact à la marge de 1,5 % et de 1,0 % sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2014⁵⁴.

3.7 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[107] Le Transporteur indique que le Projet devra obtenir les autorisations suivantes :

- en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, un certificat d'autorisation délivré par le gouvernement du Québec⁵⁵, un certificat d'autorisation délivré par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques⁵⁶, ainsi qu'un certificat des municipalités locales attestant qu'il ne contrevient à aucun règlement municipal;
- en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*⁵⁷, un avis de conformité des municipalités régionales de comté (MRC);
- en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*⁵⁸, une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole;
- en vertu de la *Loi sur les terres du domaine de l'État*⁵⁹ et de la *Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier*⁶⁰, une autorisation du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

⁵³ Dossier R-3497-2002.

⁵⁴ Pièce B-0019, annexe 6, p. 3 et 5.

⁵⁵ RLRQ, c. Q-2, art. 31.1 et suivants.

⁵⁶ RLRQ, c. Q-2, art. 22.

⁵⁷ RLRQ, c. A-19.1, art. 149 et suivants.

⁵⁸ RLRQ, c. P-41.1, art. 58.

⁵⁹ RLRQ, c. T-8.1.

⁶⁰ RLRQ, c. A-18.1, art. 73.

[108] Le Transporteur indique que le projet pourrait également requérir des autorisations de Transports Canada.

3.8 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[109] Le Transporteur soutient que la construction de la ligne de la Chamouchouane constitue la solution technique la plus structurante pour l'évolution du réseau principal. Elle permettra d'assurer la fiabilité du réseau de transport principal en éliminant l'effet d'entonnoir du réseau à la hauteur du poste de la Chamouchouane, devenu limitatif avec le temps. Cette solution assure une meilleure répartition des transits sur le réseau et procure une meilleure performance du réseau.

[110] Cette nouvelle ligne permettra de renforcer l'alimentation des grands centres de consommation et de sécuriser l'alimentation du poste du Bout-de-l'Île grâce à une source d'alimentation distincte.

[111] La présence d'une nouvelle ligne en réseau permettra également de soulager les contraintes d'exploitation et d'entretien du réseau principal à 735 kV. À cet effet, elle assurera une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau. La solution retenue permet ainsi de minimiser les impacts liés aux retraits d'équipements lors de la réalisation des travaux sur le réseau. Cette solution contribuera aussi à la poursuite de la sécurisation du réseau, amorcée à la suite de la tempête de verglas de 1998, du fait que la ligne sera construite selon des critères de robustesse plus élevés.

[112] Le Projet est conforme à la mission du Transporteur et il aura des impacts positifs sur la fiabilité et la disponibilité du réseau de transport principal.

4. POSITION DES INTERVENANTS

4.1 ACEFO

[113] L'ACEFO s'interroge d'abord sur le niveau des besoins retenu par le Transporteur dans le cadre de l'exercice de planification du Projet. De sa lecture du tableau transmis par le Transporteur (tableau 3), elle constate que les besoins de la charge locale correspondent approximativement aux besoins prévus à la pointe 2026-2027, projection que l'intervenante a extrapolée sur la base de la prévision du Distributeur pour 2022-2023. Quant au point à point, il a plus que doublé entre le moment de l'étude du dossier R-3757-2011 relatif au complexe de la Romaine et celui du présent dossier, passant de 2 275 MW à 5 135 MW. Or, le bilan de puissance du Distributeur prévoit que les marchés de court terme pourraient contribuer pour 1 500 MW via les interconnexions. Dans cette hypothèse, l'ACEFO conclut que le réseau prévu au dossier R-3742-2010 relatif à l'appel d'offres A/O 2005-03 permet de satisfaire les besoins présentés au présent dossier⁶¹.

[114] L'ACEFO plaide également que l'analyse économique, même mise à jour, ne permet pas de faire un choix raisonnable entre les deux solutions. Selon son analyse de sensibilité, l'importance des pertes électriques varie énormément selon les hypothèses retenues, tant au niveau de l'évolution des prix de l'énergie que des taux d'intérêt⁶². De plus, l'intervenante considère que le Transporteur n'a pas apporté autant d'effort dans l'établissement des coûts reliés à la solution 2, ce qui rend la comparaison difficile.

[115] L'ACEFO soutient que le besoin de renforcement du réseau n'est pas justifié par le maintien de la fiabilité du réseau (effet entonnoir), mais par une augmentation des besoins de transport. À son avis, la réalisation des ajouts au réseau autorisés dans le cadre du dossier R-3742-2010, permettrait de satisfaire de façon fiable les besoins du Transporteur, au moins jusqu'en 2026-2027⁶³.

⁶¹ Pièce C-ACEFO-0019, p. 2 et 3.

⁶² Pièce C-ACEFO-0019, p. 4.

⁶³ Pièce C-ACEFO-0019, p. 3.

[116] L'ACEFO soutient également que le Transporteur pourrait parallèlement avoir recours aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions) qui permettent d'offrir un service de transport ferme de point à point avec des options de réduction conditionnelle, selon ce que prévu, notamment, à l'article 15.4 c)⁶⁴.

[117] L'ACEFO s'interroge, de plus, sur la répartition des coûts proposée. L'intervenante rappelle que, dans les dossiers R-3742-2010 et R-3836-2013 relatif à l'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02, la presque totalité des coûts ont été rattachés à la catégorie d'investissement « croissance et besoins de la clientèle ». La nécessité de renforcer le réseau reflétait l'augmentation des besoins et non pas le maintien de la qualité du service. Or, souligne-t-elle, les critères de fiabilité n'étant pas plus sévères dans le dossier actuel, seuls les besoins sont de nature différente (ajout de production et services de point à point) et incluent différents projets non liés qui n'ont pas fait l'objet d'autorisation de la Régie ou d'entente avec le Transporteur.

[118] L'ACEFO plaide qu'il n'apparaît pas équitable de demander aux clients du Transporteur d'assumer une partie importante des coûts du Projet. En effet, si le Projet était autorisé, le Transporteur pourra récupérer ses coûts par les tarifs. Ainsi, tous les risques seraient refilés aux clients, alors que le Transporteur n'assumerait aucun risque quant à la réalisation de ses prévisions.

[119] En conséquence, dans l'éventualité où la Régie accueille la demande du Transporteur, ce qui n'est pas recommandé sur la base de la preuve telle que présentée au présent dossier par le Transporteur, et dans l'éventualité où la Régie considère qu'elle ne décide pas, dans le cadre du présent dossier, de l'inclusion ou de l'exclusion des montants faisant partie du revenu requis du Transporteur que ce dernier pourra récupérer dans ses tarifs, l'ACEFO demande à la Régie de déclarer que les investissements relatifs au Projet font partie de la catégorie « croissance des besoins de la clientèle » et que les modalités relatives à ces ajouts énoncés dans les Tarifs et conditions soient appliquées⁶⁵.

⁶⁴ Pièce C-ACEFO-0019, p. 4.

⁶⁵ Pièce C-ACEFO-0019, p. 9.

4.2 AHQ-ARQ

[120] L'AHQ-ARQ insiste sur le lien entre la justification économique du Projet et les pertes différentielles évitées. L'intervenant ne remet pas en question le fait qu'une nouvelle ligne de transport puisse permettre de faciliter le transport par la réduction d'engorgements ou par la réduction des pertes électriques qui découle d'un flux plus faible sur les différents axes du réseau. Il plaide cependant que, quant au calcul des pertes électriques différentielles, « *la preuve présentée par le Transporteur est entaché d'erreurs importantes et, surtout, d'un biais visant à accentuer cette problématique* »⁶⁶.

[121] L'AHQ-ARQ plaide d'abord que l'ampleur de l'investissement aurait justifié la présentation de plusieurs alternatives offrant des services comparables. Or, le Transporteur s'est limité à deux solutions et, de surcroît, la solution 2 a été « *ramenée* » à la solution de référence en la privant de tous ses avantages de flexibilité et de souplesse.

[122] L'AHQ-ARQ suggère que l'analyse économique aurait dû prendre en compte le fait que la solution 2 permet d'étaler dans le temps les investissements requis pour la mettre en place, tout en offrant la même fiabilité et le même service pour absorber les productions actuelles et prévisibles. La pleine intégration de la solution 2 serait alors reportée à 2023, ce qui présente l'avantage de repousser dans le temps l'investissement pour la nouvelle ligne⁶⁷.

[123] Par ailleurs, l'AHQ-ARQ émet des réserves sur la méthode d'analyse du Transporteur. L'intervenant juge utopique l'hypothèse qui consiste à tenir compte d'un scénario de transport à la pointe avec toute la production incluse⁶⁸. À son avis, cette hypothèse crée un important biais dans le calcul des pertes électriques sur le réseau. Le calcul des pertes devrait plutôt être réalisé en fonction d'une prévision réaliste et, au besoin, faire l'objet d'analyses de sensibilité avec des scénarios plus forts ou plus faibles⁶⁹.

⁶⁶ Pièce C-AHQ-ARQ-0018, p. 4.

⁶⁷ Pièce A-0024, p. 103.

⁶⁸ Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 6.

⁶⁹ Pièce C-AHQ-ARQ-0018, p. 5.

[124] L'AHQ-ARQ soutient, de plus, que le facteur de charge à 0,70 est surévalué⁷⁰. À défaut d'une meilleure estimation, il suggère d'utiliser le facteur d'utilisation du réseau qui est de 58,8 %⁷¹. Il suggère également de retenir la valeur des pertes différentielles à la pointe de 60 MW correspondant au réel de l'hiver 2013-2014⁷². Sur cette base, l'intervenant estime que le facteur de puissance et les pertes en énergie sont respectivement de 0,370 et de 195 GWh, comparativement à 0,511 et 524 GWh selon l'évaluation du Transporteur.

[125] L'AHQ-ARQ conclut que l'écart de coûts entre les deux solutions est loin d'être aussi marqué que le prétend le Transporteur. La valeur des pertes différentielles serait plutôt de 390 M\$ (actualisés 2014), réduisant l'écart final entre les CGA des deux solutions à seulement 61 M\$, ce qui ne justifierait pas de retenir sans équivoque la solution de référence⁷³.

[126] En conclusion, l'AHQ-ARQ soumet que la Régie devrait refuser l'autorisation demandée. Le Transporteur devrait reprendre l'exercice correctement, sur la base d'une justification économique dont le bien-fondé et la justesse atteignent un niveau suffisant de certitude, avant d'autoriser la construction d'une nouvelle ligne⁷⁴. Enfin, en reportant cet investissement, l'intervenant suggère qu'il pourrait être plus aisé d'en associer les coûts au bon « demandeur »⁷⁵.

4.3 AQCIE-CIFQ

[127] L'AQCIE-CIFQ plaide qu'en l'absence d'une contre-expertise, il lui a fallu faire un acte de foi quant aux prétentions du Transporteur sur la problématique de la fiabilité. Sur cette base, l'intervenant manifeste sa préférence pour la solution « ligne », qui présente un meilleur bilan que la solution « compensation série » dans la comparaison des avantages et inconvénients propres à chacune.

⁷⁰ Pièce C-AHQ-ARQ-0016, p. 12.

⁷¹ Pièce A-0024, p. 13.

⁷² Pièce C-AHQ-ARQ-0016, p. 9.

⁷³ Pièce C-AHQ-ARQ-0016, p. 4.

⁷⁴ Pièce C-AHQ-ARQ-0018, p. 7.

⁷⁵ *Ibid.*

[128] L'AQCIE-CIFQ plaide également que la demande d'investissement a été justifiée de deux manières diamétralement opposées par le passé. En décembre 2013, le Transporteur a justifié la ligne proposée, auprès du NPCC, en invoquant, comme seules causes de la construction de la ligne, l'ajout de production (complexe de la Romaine et l'appel d'offres A/O 2005-03) et l'ajout de services de transport (vers le New-Hampshire et l'État de New-York). Le Transporteur attirait alors l'attention sur les avantages secondaires de la nouvelle ligne, soit la réduction de transit au sud du réseau, la flexibilité d'opération du réseau et la réduction des pertes⁷⁶.

[129] Or, lors de l'introduction de la Demande quelques mois plus tard, le besoin d'assurer la fiabilité du réseau est invoqué comme seule justification, tant pour la construction de la ligne que comme un bénéfice accessoire de cette construction.

[130] L'intervenant insiste, de plus, sur le fait que l'« effet entonnoir » invoqué par le Transporteur est une situation qui existait préalablement au Projet et qui ne semblait pas poser problème, ni lors du raccordement de la production éolienne issue de l'appel d'offres A/O 2005-03, ni dans celui du complexe de la Romaine. Lorsque le Transporteur invoquait l'hypothèse d'une nouvelle ligne de transport dans le cadre de ces deux projets, il le faisait en invoquant un besoin de renforcement du réseau principal en lien uniquement avec l'intégration de la production de chacun des deux projets et non pour des raisons de fiabilité⁷⁷.

[131] L'AQCIE-CIFQ recommande toutefois à la Régie de procéder, de son propre chef, à une contre-expertise, si elle estime ne pas posséder toute l'information et toute l'expertise, tant à l'égard des motifs que de la causalité des coûts qui en résulte. Par ailleurs, si la Régie estime que la cause réelle ne relève pas de la problématique de fiabilité, mais uniquement à des besoins de croissance, l'intervenant suggère une réouverture d'enquête, afin de permettre aux participants de formuler des solutions visant à établir une répartition équitable de la totalité des coûts du Projet.

⁷⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0013, p. 2.

⁷⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0013, p. 4.

[132] Subsidiairement, l'AQCIE-CIFQ soutient qu'il faudrait établir un processus permettant d'éviter que des utilisateurs futurs puissent bénéficier du fait que la ligne soit autorisée aujourd'hui et payée par l'ensemble de la clientèle, alors que leurs demandes ne seraient produites que dans un avenir plus ou moins rapproché et ne les assujettiraient à aucune contribution particulière⁷⁸.

4.4 CSHT-MRCMTWN

[133] Le CSHT-MRCMTWN plaide que le Projet représente un demi-milliard de dollars additionnels par rapport à la solution 2. Or, une partie de cette dernière solution a déjà été approuvée dans les dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011 et la réalisation de ces travaux procure le même niveau de fiabilité au réseau de transport principal. L'intervenant soutient que la solution 2 serait plus prudente, en ce qu'elle permettrait de s'adapter aux réels besoins au moment opportun⁷⁹ par l'intégration progressive des plateformes de compensation série, alors que l'état actuel du réseau de transport ne nécessite pas l'ajout immédiat des neuf plateformes de compensation série⁸⁰.

[134] Le CSHT-MRCMTWN conclut que :

« [l]a prudence face à tant d'aléas et à tant d'incertitudes est d'attendre et d'y aller d'investissements de moindre envergure financière, mais également de moindre impact environnemental et social. Le choix de la ligne sera irréversible une fois autorisée par la Régie; il en irait tout autrement de celui de la compensation série qui [...] constituait une stratégie gagnante il y a à peine trois ans »⁸¹.

[135] Enfin, le CSHT-MRCMTWN soumet que, contrairement à ce que prétend le Transporteur, la justification de la solution retenue repose essentiellement sur la rentabilité commerciale des volumes d'énergie transitant annuellement par cette nouvelle ligne de transport⁸².

⁷⁸ *Ibid.*

⁷⁹ Pièce C-CSHT-MRCMTWN-0026, p. 4.

⁸⁰ Pièce C-CSHT-MRCMTWN-0026, p. 2.

⁸¹ Pièce C-CSHT-MRCMTWN-0026, p. 5.

⁸² Pièce C-CSHT-MRCMTWN-0026, p. 9.

4.5 FCEI

[136] La FCEI apprécie l'effort fait par le Transporteur aux fins de produire une analyse économique à jour du Projet. L'intervenante souligne que cette analyse démontre que le Projet demeure la solution la plus économique. Toutefois, l'intervenante plaide que l'analyse du Projet est toujours incomplète, car elle ne comprend pas les coûts de réalisation de la solution alternative. Or, l'absence de cette information au dossier fait en sorte qu'il n'est pas possible d'en connaître l'impact tarifaire.

[137] La FCEI plaide en outre que, pour un projet de cette ampleur, d'autres éléments de preuve manquent afin d'obtenir un dossier complet, soit un plan d'ensemble de développement, une analyse de risques, les références précises aux normes de fiabilité applicables et des éléments démontrant l'urgence de procéder maintenant à cet investissement.

[138] La FCEI soutient que le projet comporterait néanmoins des avantages indéniables. Il permettrait de renforcer le réseau par la construction d'une nouvelle ligne dont une portion des coûts, représentant les coûts d'intégration de la production du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03, est assumée par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) et par le Distributeur et est donc déduite des coûts de la ligne.

[139] De plus, la FCEI souligne que la construction de la ligne entraîne des économies appréciables en termes de réduction des pertes de transport, ce qui permettra au Projet de se rembourser sur une période de sept ans.

[140] La FCEI est d'avis que, malgré les lacunes de la preuve, la solution proposée par le Transporteur apparaît être la meilleure. La Régie devrait toutefois ordonner au Transporteur d'accroître la qualité des informations qu'il doit fournir dans les demandes similaires⁸³.

⁸³ Pièce C-FCEI-0013, p. 8.

5. RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR

[141] Le Transporteur rappelle d'abord son fardeau de preuve :

- la demande d'autorisation est accompagnée de tous les renseignements, tel que requis par le Règlement;
- le dossier contient toute l'information disponible identifiée au guide de dépôt relatif aux autorisations de projets d'investissements, dans le cadre de sa présente demande.

[142] Le Transporteur rappelle également qu'une demande d'autorisation introduite en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement constitue un exercice d'analyse technico-économique, en adéquation avec le cadre réglementaire, qui doit porter sur la justification du projet en regard de ses objectifs et de son impact sur les tarifs et la fiabilité du réseau de transport d'électricité.

[143] Selon le Transporteur, l'analyse de la présente demande d'autorisation doit se faire en respectant le cadre réglementaire précité.

[144] Par ailleurs, le Transporteur rappelle que la décision procédurale D-2014-118 a confirmé le cadre d'examen de sa demande. Les sujets que les intervenants souhaitaient questionner et que la Régie a rejetés sont les suivants :

- identification de sources de production et autres;
- état d'avancement d'études d'impact;
- capacité thermique de certaines lignes à 735 kV existantes;
- caractéristiques des besoins à alimenter;
- conditions d'exploitation du réseau;
- capacité de transit au poste de la Chamouchouane et son niveau d'engorgement;
- hypothèses différentes de la capacité de production éolienne.

[145] Dans ce dossier, le Transporteur estime donc avoir couvert tous les aspects requis par le cadre réglementaire défini par les décisions de la Régie⁸⁴, notamment quant aux objectifs du Projet, sa justification, sa faisabilité économique, l'impact sur la fiabilité du réseau et la qualité du service et l'impact tarifaire à la marge du Projet.

[146] De plus, considérant la période sur laquelle le Projet est étudié, soit plus de quatre années uniquement en avant-projet, le Transporteur a fourni les résultats d'un exercice de validation technique réalisé en 2013 et une nouvelle analyse économique au-delà des aspects habituellement couverts dans un dossier de demande d'autorisation d'un projet d'investissement. À son avis, la preuve à cet égard est complète et probante⁸⁵.

5.1 ACEFO

[147] Le Transporteur tient d'abord à répondre à l'analyse formulée par l'intervenante relativement à la simulation des besoins. Il soutient qu'il est impossible d'utiliser les informations correspondant au bilan offre-demande (tableau 3) afin de porter un jugement sur la fiabilité du réseau de transport principal. Pour ce faire, il précise que, dans le cadre d'un projet, il doit procéder à l'étude des écoulements de puissance afin de s'assurer de la fiabilité du réseau de transport principal⁸⁶.

[148] Le Transporteur rappelle que la planification du réseau de transport principal se fait en considération de la production totale de l'ensemble des ressources, sans occasionner de congestion. Il est donc faux de prétendre que la nouvelle ligne est requise uniquement afin de permettre d'exporter jusqu'à 5 135 MW en coïncidence avec la demande de pointe de la charge locale.

[149] Il soutient que la solution prévue au dossier R-3742-2010, visant l'installation de plateformes de compensation série au sud du réseau, n'est pas optimale à long terme, autant du point de vue technique qu'économique⁸⁷.

⁸⁴ Dossier R-3533-2004, décision D-2004-75; dossier R-3623-2007, décision D-2007-20; dossier R-3696-2009, décision D-2009-068 et dossier R-3715-2009, décision D-2010-036.

⁸⁵ Pièce B-0073, p. 5 à 9.

⁸⁶ Pièce A-0022, p. 124.

⁸⁷ Pièce B-0073, p. 23.

[150] Le Transporteur considère avoir fait la démonstration que le biais structurel issu de l'évolution du réseau de transport fait en sorte qu'à la suite de certains événements survenant sur le réseau, les tensions et la fréquence fluctuent de manière très importante. Une étude de fiabilisation du sud du réseau a donc été lancée dès 2009. Parallèlement, les études d'intégration de la production du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03 confirmaient, entre autres, que ces solutions permettaient de répondre strictement aux besoins de croissance liés à l'ajout de ces nouvelles productions, sans chercher à résoudre durablement les enjeux liés au biais structurel. Enfin, les études techniques et économiques ont démontré, en 2009, que la solution ligne était la solution à privilégier et qu'il fallait la mettre en œuvre dès 2015. Advenant la mise en place de la solution compensation série, l'ensemble des neuf plateformes était requis dès 2018.

[151] En regard des estimations de l'intervenante et des conclusions qu'elle en tire, le Transporteur est convaincu de la pertinence et la solidité des paramètres retenus aux fins de son analyse économique. Sa méthodologie repose sur une méthode et des intrants (coûts des pertes et taux d'actualisation) reconnus et approuvés par la Régie.

[152] Par ailleurs, en regard de la proposition de recourir aux options de réduction conditionnelle, le Transporteur rappelle son obligation de planifier en fonction de la demande du client. Il doit satisfaire les besoins du client et c'est à ce dernier qu'il revient de choisir s'il souhaite que sa demande soit ferme ou non ferme⁸⁸.

[153] Quant à la recommandation de l'intervenante d'exclure les coûts du Projet du calcul des revenus requis, le Transporteur plaide qu'elle ne correspond pas au cadre réglementaire en vigueur. En se référant à d'autres projets d'investissement antérieurs⁸⁹, il réitère que le cadre réglementaire actuel prévoit les modalités en vertu desquelles le Projet est sujet à une récupération des coûts via les tarifs. Enfin, le Transporteur insiste sur le fait qu'une part importante des coûts du Projet est assumée par des clients spécifiques, du fait des travaux autorisés qu'il permet de substituer.

⁸⁸ Pièce B-0073, p. 23.

⁸⁹ Dossiers R-3696-2009 et R-3760-2011.

5.2 AHQ-ARQ

[154] Le Transporteur répond d'abord à l'affirmation de l'AHQ-ARQ quant à la présence « *d'erreurs importantes et, surtout, d'un biais visant à accentuer cette problématique* ». Contrairement à ce que prétend l'intervenant, il est d'avis que l'ensemble de sa preuve a permis d'affermir la justesse de ses analyses, ce que confirme la nouvelle analyse économique⁹⁰.

[155] Le Transporteur relève plus particulièrement des erreurs méthodologiques qui rendent l'analyse de l'intervenant caduque. Il rappelle qu'il a clairement indiqué dans sa présentation les raisons pour ne pas utiliser les coûts d'une proposition d'affaire de projet pour les fins d'une analyse économique. En comparant les valeurs actualisées de l'avant-projet de la solution retenue à l'estimation paramétrique de la solution 2, l'intervenant compare des choses qui ne sont pas comparables.

[156] Nonobstant cette mise en garde, le Transporteur relève que l'estimation par l'intervenant de la valeur actualisée de la solution retenue est surestimée. Elle a été réalisée sur l'ensemble des coûts, alors que l'analyse économique des solutions repose sur les coûts nets des frais d'intérêts. L'intervenant admet ne pas avoir procédé à un tel ajustement. Or, le Transporteur évalue les frais d'intérêts dans le présent cas à 114 M\$ actualisés, sur un coût total actualisé de 970 M\$.

[157] Par ailleurs, le Transporteur tient à préciser les motifs pour lesquels l'utilisation de pertes différentielles à la pointe de 60 MW proposée par l'intervenant ne peut être retenue. Il explique que :

« l'évaluation de l'écart de pertes avait été réalisé de façon virtuelle à l'aide de son logiciel de simulation du réseau, que c'était un écart entre le réseau actuel au moment de la pointe et ce même réseau avec la présence de la ligne et non à un écart entre le réseau de la solution 1 et celui de la solution 2. Finalement, comme cette simulation a été conduite sur le réseau de la dernière pointe, la production des centrales du complexe de la Romaine n'est pas considérée et celle de certains parcs éoliens de l'appel d'offres 2005-03 non plus. Ce faisant, l'écart de pertes n'est pas du tout représentatif de l'écart entre la solution d'ajout d'une nouvelle ligne et la solution d'addition massive de compensation série tel que celui de 117 MW ou 100 MW présenté dans la preuve. Cette simulation a été réalisée pour

⁹⁰ Pièce B-0090.

identifier la valeur minimale de pertes évitées entre le réseau actuel sans la ligne et avec la ligne. Cette valeur d'écart est minimale puisque l'évolution subséquente du réseau ne fera que conduire à une augmentation des pertes et conséquemment à une augmentation de cet écart »⁹¹.

[158] Quant aux valeurs à retenir pour les facteurs de charge et de perte, le Transporteur soumet que ses résultats sont le reflet d'un exercice de validation fait à partir des statistiques de son réseau et qui permet de confirmer deux choses :

« 1) que le Transporteur utilise une équation qui est représentative du profil de charge annuelle de la charge pour convertir la valeur de pertes en puissance à la pointe en une valeur de pertes en énergie sur une base annuelle; 2) que le facteur de charge de 0,70 introduit dans ladite équation, et conduisant à un facteur de pertes de 0.511 qui sert à établir les pertes en énergie, est représentatif du comportement du réseau du Transporteur, voire même plutôt conservateur »⁹².

[159] Quant au scénario d'intégration progressive de la compensation série au fur et à mesure des besoins suggérés par l'AHQ-ARQ, le Transporteur plaide que si la ligne est reportée, il n'aura d'autres choix que de procéder, dès à présent, à l'addition massive de compensation série dans le sud du réseau pour assurer la fiabilité du réseau. Dans un tel scénario, il rappelle que les coûts des pertes continueront à être assumés annuellement. De plus, ce scénario ne procurera aucun des avantages collatéraux de la ligne. Il rappelle que l'élimination des pertes différentielles fait en sorte que la ligne se rentabilisera en seulement sept années.

[160] Enfin, en réponse à la remise en question de l'existence d'un biais structurel, le Transporteur rappelle qu'il a amplement témoigné, en audience, sur l'existence de ce biais structurel depuis son projet de mise à niveau du réseau de transport jusqu'à maintenant⁹³. Il a expliqué que les projets de renforcement dans le sud du réseau principal dans les dossiers du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03 étaient requis afin de ne pas dégrader le niveau de fiabilité du réseau, sans pour autant résoudre durablement le biais structurel solutionné par le Projet.

⁹¹ Pièce B-0073, p. 31.

⁹² Pièce B-0073, p. 32.

⁹³ Pièce B-0073, p. 10 à 15.

5.3 AQCIE-CIFQ

[161] En réplique à l'AQCIE-CIFQ, le Transporteur réitère que l'objectif premier du Projet est la fiabilité du réseau de transport.

[162] Le Transporteur plaide que les informations contenues dans le rapport du NPCC ne sont pas soumises dans une perspective d'évaluation des différents projets évoqués aux fins de leur autorisation. De ce fait, elles ne présentent pas le même degré d'exhaustivité ou de précisions que celles qui constituent une demande d'autorisation auprès de la Régie.

[163] Par ailleurs, le Transporteur rappelle que le besoin de fiabilité a été identifié de façon publique depuis plusieurs années, alors que dans le Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec, la ligne était explicitement mentionnée comme l'un des éléments faisant partie de sa stratégie visant à assurer la fiabilité et la disponibilité du réseau, dans le cadre de son orientation stratégique visant à assurer la qualité du service de transport d'électricité.

[164] Quant à la proposition de l'intervenant à l'effet que la Régie doit procéder à une réouverture d'enquête pour rendre sa décision sur le Projet relativement à la répartition des coûts, le Transporteur plaide qu'il a adéquatement justifié le Projet en relation avec ses objectifs. Il a fourni tous les renseignements requis par le Règlement, en plus des informations demandées par la Régie et les intervenants au cours de l'examen du dossier. Dans ce contexte, la réouverture d'enquête souhaitée par l'intervenant n'est ni requise, ni justifiée et ne repose sur aucune assise factuelle ou juridique valable.

[165] Le Transporteur plaide, de plus, que si une augmentation des besoins de service de transport pouvait être rencontrée sans ajouts supplémentaires et sans compromettre la fiabilité du réseau, qu'il s'agisse de nouveaux clients de point à point ou d'une augmentation des besoins de la charge locale, elle permettrait, toutes choses étant égales par ailleurs, d'abaisser le niveau des tarifs de transport payables par l'ensemble des usagers du réseau.

[166] Le Transporteur rappelle enfin que, dans le cas où de nouveaux ajouts seraient nécessaires pour satisfaire à la demande de nouveaux besoins de service de transport (y compris le raccordement de charges ou de ressources), dans le respect des critères de conception du Transporteur, ces ajouts seraient sujets aux modalités de récupération des coûts prévues selon les dispositions des Tarifs et conditions applicables⁹⁴.

5.4 CSHT-MRCMTWN

[167] En réponse aux arguments du CSHT-MRCMTWN, le Transporteur fait valoir que :

- La solution retenue s'avère la solution intégrée optimale permettant de résoudre de façon durable le biais structurel observé.
- La ligne est requise dès à présent, afin d'éviter des investissements associés à la solution compensation série à l'heure actuelle. Cette dernière solution est sous-optimale, en ce qu'elle s'avère moins économique, ne présente pas les mêmes avantages que la ligne en termes de robustesse, notamment, et induit inévitablement la construction d'une nouvelle ligne.
- Le calcul des pertes évitées est robuste quant à l'avantage économique de la solution ligne. Cet avantage se manifeste de façon certaine pour tous les usagers du réseau de transport, majoritairement représentés par la charge locale.

[168] Le Transporteur réitère que le Projet est rendu nécessaire pour le maintien de la fiabilité du réseau principal. La solution ligne, en plus d'être celle qui permet de résoudre de façon durable le biais structurel, s'avère largement supérieure à son alternative au plan économique.

5.5 FCEI

[169] Le Transporteur répond à certains éléments soulevés par l'intervenante relativement au caractère incomplet de l'analyse économique et financière du Projet.

⁹⁴ Pièce B-0073, p. 34.

[170] Le Transporteur plaide d'abord qu'il n'est pas nécessaire d'obtenir les coûts de réalisation de la solution alternative. Une analyse économique vise à établir la rentabilité économique d'une solution par rapport à une autre et est basée sur des coûts paramétriques dont le Transporteur dispose à la suite de la réalisation de projets semblables. Il souligne, entre autres, que :

- Une analyse économique ne met pas en présence des coûts de réalisation, mais des coûts paramétriques et tient compte des investissements et réinvestissements nécessaires sur la période d'étude. Dans ce contexte, il n'est pas nécessaire d'obtenir les coûts de réalisation de la solution alternative.
- Un coût obtenu à la suite d'un avant-projet de la solution 2 ne changerait rien à l'impact des pertes de cette solution dans l'analyse économique.
- Aucune étude d'avant-projet n'est entreprise sur une solution non retenue, en raison du fait qu'elle est non optimale et moins économique.

[171] Le Transporteur plaide qu'il s'est assuré de présenter les deux solutions qui offrent un service comparable sur l'horizon d'étude afin qu'elles soient évaluées en coûts paramétriques.

[172] En réplique à la position de la FCEI qui déplore qu'une étude de fiabilité globale du réseau n'ait pas été produite dans ce dossier, le Transporteur souligne qu'il œuvre depuis quelques années sur une vision d'ensemble du réseau. En plus d'être cité au Plan stratégique 2009-2013, le Projet a été mentionné comme une « étude en cours » dans les dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011. De plus, le Projet a pris plus de quatre années d'avant-projet pour en définir le contenu précis, les coûts et l'échéancier.

[173] Quant à l'opportunité de réaliser une « analyse de risques », le Transporteur a expliqué, en réponse à une demande de renseignements de l'intervenante⁹⁵, qu'il conçoit et exploite son réseau dans le contexte d'une approche déterministe et non probabiliste, en conformité avec l'ensemble des normes des organismes de réglementation auxquels il est assujetti.

⁹⁵ Pièce B-0033, p. 6, R. 1.8.

5.6 CONCLUSION DE L'ARGUMENTATION DU TRANSPORTEUR

[174] Le Transporteur plaide qu'au stade actuel de développement de son réseau, la solution optimale pour assurer le maintien de la fiabilité du réseau de transport principal consiste à procéder, dès maintenant, à la construction d'une nouvelle ligne de transport à 735 kV pour relier le réseau électrique du nord-est de la province à la boucle métropolitaine.

[175] Le Transporteur soutient que l'ajout de compensation série qui se prêtait bien à l'ajout progressif de projets de petite ou de moyenne envergure ne constitue plus, à ce stade-ci de développement du réseau, la solution optimale, tant du point de vue technique qu'économique⁹⁶.

[176] Le Transporteur estime qu'étendre massivement l'usage de la compensation série dans le sud du réseau ne ferait qu'amoinrir le phénomène de l'effet d'entonnoir et conduirait de plus à l'atteinte des limites technologiques de la compensation série sur le réseau⁹⁷. Le service rendu par la fonction de compensation série est accompagné d'inconvénients qui étaient négligeables et qui désormais deviennent prépondérants techniquement et voire rédhibitoires au regard de l'analyse économique.

[177] De plus, la réalisation de cette solution ne ferait que différer de quelques années la construction d'une nouvelle ligne, à coûts plus élevés⁹⁸. En effet, chaque année pendant laquelle la construction de la ligne est différée implique un coût considérable de pertes à assumer. Ces pertes récurrentes continueront d'être économiquement pénalisantes⁹⁹.

[178] Par ailleurs, la mise en place de cette solution de compensation série maintenant ne laisserait au Transporteur qu'une solution de type ligne par la suite. À l'inverse, en construisant une ligne maintenant, tout autre développement pourra être constitué indifféremment de compensation série ou d'une autre ligne.

[179] Enfin, le Transporteur plaide que l'ajout massif aujourd'hui de compensation série dans le sud du réseau aurait un impact majeur dans plusieurs installations existantes et soulèverait de nombreuses difficultés relatives au maintien du réseau au cours des

⁹⁶ Pièce B-0018, section 4.2.

⁹⁷ Pièce B-0028, p. 12, R 4.4.

⁹⁸ Pièce B-0073, p. 13.

⁹⁹ Pièce B-0028, p. 11, R 4.1.

travaux, pendant plusieurs années. De même, la compensation série ajoutée au fil des ans a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes. Poursuivre dans cette voie mènerait, à son avis, à une détérioration grandissante des conditions d'exploitation et d'entretien du réseau.

[180] Pour l'ensemble de ces raisons, le Transporteur plaide que la solution retenue s'inscrit en continuité des projets d'envergure visant ultimement à maintenir et améliorer la qualité du service de transport. Cette solution constitue non seulement la meilleure solution aux plans technique et économique pour maintenir la fiabilité et la performance optimale du réseau de transport principal, mais elle représente également une fenêtre d'opportunité unique de développement du réseau.

5.7 COMMENTAIRES RELATIFS AUX OBSERVATIONS REÇUES

[181] Madame Sylvie Fourier porte à l'attention de la Régie l'opposition d'un groupe de citoyens de la ville de Terrebonne au Projet. En outre, elle soulève certaines interrogations quant au tracé de la ligne 735 kV du poste Duvernay vers le poste du Bout-de-l'Île et à certains travaux prévus sur deux circuits 315 kV dans le secteur de Lachenaie.

[182] La Régie ne retient pas les observations de Mme Fourier. En effet, l'examen auquel elle procède dans le cadre du présent dossier n'a pas pour objet la remise en question du tracé de la ligne, mais bien plutôt de décider s'il y a lieu d'autoriser la réalisation du Projet, tel que présenté par le Transporteur.

6. OPINION DE LA RÉGIE

6.1 ANALYSES TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES

[183] Au soutien du Projet, le Transporteur dépose une première analyse économique de deux solutions comparables. Cette analyse économique, réalisée en 2009, reflète les conditions contemporaines ainsi que certaines hypothèses quant à l'évolution du réseau de transport.

[184] Le Transporteur indique avoir procédé à un exercice de validation des résultats de cette analyse technique en 2013. Cet exercice visait à vérifier la robustesse des solutions afin de tenir compte de l'évolution du réseau et des conditions contemporaines à cette date. Le Transporteur précise que cet exercice a permis de confirmer que la solution retenue demeure optimale ainsi que la justesse des éléments requis à la solution 2 pour maintenir sa comparabilité.

[185] L'ACEFO, l'AHQ-ARQ et l'AQCIE-CIFQ ont questionné la pertinence de l'analyse économique déposée initialement par le Transporteur. Ces intervenants ont formulé des hypothèses alternatives afin de valider l'ampleur des pertes électriques différentielles, élément déterminant dans la rentabilité du Projet.

[186] La Régie apprécie les efforts du Transporteur réalisés en 2013 en vue de confirmer les résultats de l'analyse technique de 2009. Cependant, lorsqu'elle examine un dossier, la Régie ne peut se satisfaire d'un énoncé validant les résultats d'une analyse économique réalisée antérieurement au dépôt d'une demande d'investissement.

[187] L'exercice de validation réalisé en 2013 n'étant pas accompagné d'éléments de preuve à jour, la Régie a requis du Transporteur le dépôt d'une analyse économique reflétant les paramètres financiers les plus récents et les changements pris en compte dans le cadre de cet exercice de validation. À la suite du dépôt de la nouvelle analyse économique demandée, en dollars actualisés 2014, le Transporteur a exprimé ses réserves quant à la méthode et aux hypothèses retenues lors de sa réalisation.

[188] Par ailleurs, bien que la Régie reconnaisse la qualité des analyses économiques alternatives des intervenants, elles n'ont pas permis d'invalider les résultats présentés par le Transporteur. En outre, la Régie rappelle que les résultats les plus probants sont ceux qui s'inscrivent dans le cadre réglementaire définissant la réalisation de telles analyses.

[189] La Régie est satisfaite de la présentation de la seconde version de l'analyse économique. Lors de son examen des aspects économiques du Projet, la Régie a tenu compte des commentaires du Transporteur visant à établir le cadre à l'intérieur duquel les deux versions doivent être appréciées.

[190] De plus, la Régie est satisfaite des efforts du Transporteur pour fournir toutes les explications et les clarifications requises pour comprendre et apprécier les résultats des analyses économiques. Elle est d'avis que le Transporteur a présenté une preuve complète et conforme aux exigences du cadre réglementaire en cette matière.

6.2 CALCUL DES PERTES ÉLECTRIQUES DIFFÉRENTIELLES

[191] L'analyse économique des solutions repose sur une évaluation des coûts de solutions comparables en dollars actualisés. Le Transporteur explique que, au-delà des coûts en investissement, de la valeur résiduelle et des taxes sur les services applicables sur les coûts du Projet, toute solution induit des pertes électriques. Dans son analyse, le Transporteur prend en considération le coût, en puissance et en énergie, des pertes différentielles induites par la solution alternative en sus de celles intrinsèquement liées à la solution retenue.

[192] La Régie retient de la preuve sur les pertes électriques les éléments suivants.

[193] Dans le cadre de l'analyse économique de 2009, les pertes différentielles en puissance évaluées à la pointe du réseau étaient estimées à 117 MW. À la suite de l'exercice de validation réalisé en 2013, cet écart de pertes a été réévalué à 100 MW. L'analyse économique de 2014 tient compte de cette nouvelle estimation.

[194] De plus, dans le calcul du coût des pertes électriques, le Transporteur utilise un facteur de charge estimé à 0,7. Il indique que « [c]ette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau »¹⁰⁰. Il a, de plus, déposé en audience un tableau démontrant que le taux d'utilisation annuel oscillait entre 0,75 en 2010 et 0,8 en 2013. Dans ce contexte, le Transporteur soutient que le facteur de charge retenu est « conservateur [...] quand on regarde les données historiques »¹⁰¹.

[195] La Régie a également pris en considération la preuve de l'AHQ-ARQ. Elle apprécie l'effort de l'intervenant dans son analyse du calcul des pertes électriques. Elle considère néanmoins que la méthode retenue par le Transporteur d'estimer les pertes électriques différentielles à la pointe du réseau permet de comparer valablement les deux

¹⁰⁰ Pièce B-0063, p. 5.

¹⁰¹ Pièce A-0022, p. 204 et 205.

solutions. La Régie estime, de plus, que la comparaison des solutions doit refléter les pertes électriques découlant de la simulation d'un réseau, laquelle tient compte des ajouts de production auxquels il doit répondre. Les pertes électriques de 117 MW, revues subséquemment à 100 MW par le Transporteur, répondent adéquatement à ce cadre d'analyse économique des solutions proposées.

[196] Par ailleurs, la Régie constate que la valeur retenue par le Transporteur pour le facteur de charge repose sur une approche empirique et historique convaincante. Elle est donc d'avis que la valeur de 0,7 retenue est probante et raisonnable, puisqu'elle reflète les observations du Transporteur à cet égard.

[197] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient de l'analyse économique des solutions que les coûts en pertes électriques différentielles jouent un rôle déterminant en faveur de la réalisation du Projet. Elle constate que, malgré son important coût initial de réalisation, la rentabilité du Projet est assurée (voir la section 3.3.4). Dans son analyse sur le point de rentabilité¹⁰², le Transporteur a illustré de manière convaincante l'impact des pertes électriques différentielles récurrentes de la solution 2 sur la rentabilité des deux solutions.

[198] Ainsi, sur la base des résultats de l'analyse économique de 2009, le Transporteur explique que, en 2015, la valeur actualisée de la solution 2 est de 507,0 M\$, nettement inférieure à celle de la solution retenue qui est de 621,4 M\$. Toutefois, avec des pertes électriques différentielles moyennes de 36,5 M\$ annuellement, l'écart d'investissement entre les deux solutions serait comblé quatre années seulement après sa mise en service. La solution alternative devient plus coûteuse que la solution retenue par le fait qu'elle continue d'accumuler des pertes électriques différentielles aussi importantes tout au long de la période d'analyse de 50 ans. La rentabilité de la solution retenue est donc assurée par les pertes électriques différentielles qu'elle permet d'éviter.

[199] Le Transporteur a également démontré que ces résultats sont vérifiés dans le cadre de l'analyse économique de 2014. La période de rentabilisation de la solution retenue serait alors de sept années, les pertes électriques différentielles moyennes en dollars actualisés 2014 étant de l'ordre de 15,3 M\$ au cours des cinq premières années et de l'ordre de 30 M\$ à compter de 2024.

¹⁰² Pièce B-0055, p. 14.

[200] Au terme de cette démonstration, la Régie est d'avis que la rentabilité économique de la solution retenue sur la période d'analyse de 50 ans est démontrée de façon probante.

6.3 ANALYSES DE SENSIBILITÉ

[201] Afin de répondre à certaines critiques soulevées par l'ACEFO, l'AHQ-ARQ et l'AQCIE-CIFQ quant à l'acuité des résultats de l'analyse économique, le Transporteur s'est inspiré de scénarios proposés par les intervenants pour valider la robustesse de son analyse économique.

[202] La Régie note les réserves exprimées par le Transporteur quant à la validité de ces hypothèses.

[203] La Régie apprécie la preuve supplémentaire et les résultats de l'analyse de sensibilité du Transporteur portant sur cinq scénarios alternatifs.

[204] La Régie note que ces résultats confirment que le Projet demeure invariablement la solution la plus économique.

6.4 OBJECTIFS ET JUSTIFICATION DU PROJET

[205] Le Transporteur indique dans sa demande que « *l'objectif principal du Projet consiste à maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle dans le contexte de l'évolution du réseau* »¹⁰³.

[206] Le Transporteur soutient, par ailleurs, que le Projet fournit une occasion unique de renforcer le réseau principal en lui procurant une architecture qui résout le biais structurel associé à l'« effet d'entonnoir » à la hauteur du poste de la Chamouchouane. La construction d'une nouvelle ligne offre également de nombreux avantages, dont ceux de fournir une source d'alimentation additionnelle pour le poste Bout-de-l'Île et de sécuriser l'alimentation de la clientèle desservie par ce poste.

¹⁰³ Pièce B-0018, p. 13.

[207] Le Transporteur insiste également sur le caractère structurant du Projet et l'optimisation qu'il permet dans le cadre de l'intégration de la nouvelle production du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03.

[208] Les intervenants remettent en doute la justification avancée par le Transporteur à l'égard du Projet. L'ACEFO plaide que :

« [l]a description de l'évolution du réseau de transport indique clairement que le besoin de renforcement du réseau n'est pas justifié par le maintien de la fiabilité du réseau, mais par une augmentation des besoins de transport : le réseau devient moins fiable, parce que les besoins augmentent. En effet, ce n'est pas l'effet entonnoir ou la topologie du réseau comme tel qui pose problème, mais le niveau de transit qui a augmenté avec les années »¹⁰⁴.

[209] L'AHQ-ARQ insiste en outre sur le « biais » de l'analyse économique en faveur de la solution retenue et sur le fait que le Transporteur a réduit les avantages que présente la possibilité d'étalement de la solution alternative au-delà de 2018. L'intervenant soutient que la solution « ligne » pourrait alors être reportée de cinq ans, permettant ainsi d'en allouer les coûts aux bons demandeurs.

[210] L'AQCIE-CIFQ soutient la solution proposée en raison de son bilan économique. L'intervenant conteste néanmoins la justification du Projet et la répartition des coûts qui en découle. L'intervenant soutient que :

« lorsque le Transporteur a évoqué, dans chacun de ces dossiers, l'hypothèse d'une nouvelle ligne de transport, c'était en tant qu'« option concernant le renforcement du réseau principal ... (qui) pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal », [note de bas de page omise] renforcement justifié uniquement par l'intégration de la production de chacun de ces deux projets, et d'aucune manière par des raisons de fiabilité »¹⁰⁵.

[211] Quant à la FCEI, elle plaide que, malgré les lacunes de la preuve, la solution proposée apparaît la meilleure. Elle précise cependant que « [l]e seul événement qui

¹⁰⁴ Pièce C-ACEFO-0019, p. 6 et 7.

¹⁰⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0013, p. 2 et 3.

pourrait justifier la construction de la ligne maintenant est la mise en service du Complexe La Romaine et de l'appel d'offres 2005-003 »¹⁰⁶.

[212] La Régie retient la position du Transporteur à l'effet que la solution retenue s'inscrit en continuité avec d'autres projets d'envergure visant ultimement à maintenir et améliorer la qualité du service de transport. Aux plans technique et économique, la Régie retient également que le Projet permettra non seulement de maintenir la fiabilité et la performance optimale du réseau de transport principal, mais qu'il représente également une fenêtre d'opportunité unique de développement du réseau.

6.5 CONCLUSION SUR LE PROJET

[213] L'approbation d'un projet d'investissement de 25 M\$ et plus requiert que le Transporteur fournisse à la Régie certains éléments d'informations clairement identifiés portant sur les coûts associés au Projet, l'étude de faisabilité économique du Projet et, le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements pertinents.

[214] Le Projet comporte deux volets importants : les raccordements de la production du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres A/O 2005-03 et le renforcement du réseau, dans le respect des critères de fiabilité. Avec un coût total de 1 083 M\$, le Projet permet de substituer des travaux préalablement approuvés, mais non encore exécutés, dans le cadre de ces raccordements.

[215] Certains intervenants ont critiqué cette approche, soulignant que l'approbation d'un projet d'une telle ampleur devrait reposer sur une preuve documentaire additionnelle, ou être refaite pour répondre à des critères suggérés par eux, notamment des simulations et des études additionnelles de faisabilité et de risques. Pour sa part, la Régie considère que l'information transmise est adéquate et suffisante en regard des prescriptions de la Loi et des règlements. La Régie constate, par ailleurs, qu'afin de démontrer la robustesse de son analyse économique, le Transporteur a procédé à l'analyse de sensibilité de différents scénarios proposés par les intervenants.

¹⁰⁶ Pièce C-FCEI-0013, p. 7.

[216] Les résultats des analyses économiques, incluant l'analyse de sensibilité, permettent de valider la robustesse de la solution retenue par rapport à la solution 2. À cet égard, certains intervenants ont proposé des modifications aux hypothèses et modes de calcul des deux solutions, ayant notamment pour conséquence d'augmenter les coûts de la solution 2 et de diminuer ceux du scénario de référence. Cependant, aucun de ces résultats n'a permis à la Régie de conclure que la solution de référence n'est pas le projet le plus rentable.

[217] La Régie est d'avis que le Transporteur a démontré le caractère incontournable de la solution retenue dans le cadre du Projet. Il a, de plus, exposé le caractère temporaire et problématique et les contraintes opérationnelles et techniques qu'impose la solution alternative, ainsi que les bénéfices que présente la solution de référence en termes de développement futur du réseau de transport. La Régie retient enfin qu'en réalisant maintenant le Projet, le Transporteur disposera toujours de la possibilité de recourir à la compensation série une fois la ligne achevée.

[218] À la suite de l'examen de l'ensemble de la preuve, la Régie considère que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par le Transporteur.

[219] L'analyse du Projet montre que cet investissement est utile afin de répondre aux enjeux de croissance des besoins de transport sur le réseau de transport.

[220] En conséquence, la Régie autorise la réalisation du Projet. Le Transporteur ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature, les coûts ou la rentabilité.

[221] Par ailleurs, la Régie note que le Transporteur s'engage à l'informer en temps opportun si le coût total du Projet dépasse le montant autorisé de plus de 15 % ou 25 M\$.

[222] La Régie rappelle au Transporteur les conclusions de la décision D-2014-035¹⁰⁷ quant au dépassement de coûts et à la modification de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi. **À cet effet, elle lui demande de dénoncer, dans le cadre du suivi administratif du Projet, tout dépassement des coûts du projet autorisé de plus de 15 % ou 25 M\$.**

¹⁰⁷ Dossier R-3823-2012.

[223] **La Régie demande également au Transporteur de réitérer cette dénonciation lors de la première demande d'inclusion de son actif à sa base de tarification subséquente à la date de dénonciation effectuée lors d'un suivi administratif, que la mise en exploitation correspondante soit partielle ou totale. Les dépassements de coûts, réels ou anticipés, devront être décrits et explicités.**

7. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[224] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus dans l'annexe 1 des pièces B-0007 et B-0019 ainsi que les pièces B-0035 et B-0036, sans restriction quant à la durée du traitement confidentiel.

[225] Au soutien de cette demande, le Transporteur dépose une affirmation solennelle de M. Serge Fortin, directeur de la planification, qui mentionne que les pièces déposées sous pli confidentiel contiennent des renseignements d'ordre stratégique relatifs aux installations du Transporteur et que leur divulgation publique faciliterait la localisation de ces installations, permettrait d'identifier leurs caractéristiques et pourrait ainsi compromettre la sécurité du réseau de transport. Pour cette raison, le caractère confidentiel de ces renseignements doit, selon lui, être reconnu par la Régie.

[226] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation des documents et des renseignements contenus aux pièces mentionnées ci-dessus, puisque leur caractère confidentiel de même que l'intérêt public le requièrent.

[227] **La Régie accueille la demande d'ordonnance du Transporteur pour le traitement confidentiel de l'annexe 1 des pièces B-0007 et B-0019 ainsi que des pièces B-0035 et B-0036.**

8. FRAIS DEMANDÉS PAR LES INTERVENANTS

8.1 LÉGISLATION ET PRINCIPES APPLICABLES

[228] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Transporteur de verser des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[229] Le *Guide de paiement des frais 2012*¹⁰⁸ (le Guide) ainsi que le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹⁰⁹ (le Règlement sur la Procédure) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[230] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à son article 16. Enfin, elle prend en considération le respect, par les intervenants, de ses commentaires formulés sur les demandes d'intervention dans sa décision procédurale D-2014-118.

8.2 FRAIS RÉCLAMÉS PAR LES INTERVENANTS

[231] La Régie a reçu les demandes de paiement de frais de l'ACEFO, de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, du CSHT-MRCMTMN et de la FCEI.

[232] La Régie juge raisonnable les demandes de paiement de frais présentées par l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ et la FCEI. Conséquemment, elle leur accorde la totalité des frais demandés, sauf en ce qui a trait à la FCEI, les frais réclamés étant réduits pour tenir compte du nombre réel d'heures de présence à l'audience.

[233] L'ACEFO demande le remboursement de ses frais totalisant 44 152,00 \$.

¹⁰⁸ <http://www.regie-energie.qc.ca/>

¹⁰⁹ RLRQ, c. R-6.01, r. 4.

[234] La Régie juge que l'utilité de la contribution de cette intervenante demeure limitée. Une partie de la preuve déposée par l'intervenante repose sur une simulation de l'analyse économique selon des scénarios de taux d'actualisation différents de ceux appliqués par le Transporteur.

[235] Or, la Régie partage l'avis du Transporteur à l'effet que l'analyse économique des solutions aurait dû reposer sur l'utilisation du taux d'actualisation tel qu'approuvé par la Régie.

[236] En conséquence, la Régie juge raisonnable de réduire les frais réclamés par l'ACEFO et de lui accorder le remboursement de la somme de 33 400,00 \$, taxes incluses.

[237] Le CSHT-MRCMTMN demande le remboursement de ses frais totalisant 37 319,48 \$.

[238] Les frais réclamés par le CSHT-MRCMTMN sont élevés, eu égard au traitement des enjeux soulevés. L'analyse de l'intervenant a été de peu d'utilité aux délibérations de la Régie. La preuve de l'intervenant, notamment sur l'enjeu du choix technologique retenu par le Transporteur, s'appuyait sur une analyse succincte et incomplète. La Régie note le caractère répétitif et peu étoffé de la preuve de l'intervenant.

[239] Dans ces circonstances, la Régie juge raisonnable de réduire les frais ainsi réclamés et d'accorder au CSHT-MRCMTMN le remboursement de la somme de 22 000,00 \$, taxes incluses.

8.3 SYNTHÈSE DES FRAIS RÉCLAMÉS ET ACCORDÉS

[240] Les montants accordés en remboursement de frais, toutes taxes incluses, totalisent 191 654,99 \$. Le tableau suivant fait état des frais réclamés et accordés pour chacun des intervenants.

TABLEAU 6 FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS ACCORDÉS (taxes incluses)		
Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais accordés (\$)
ACEFO	44 152,00	33 400,00
AHQ-ARQ	50 390,18	50 390,18
AQCIE-CIFQ	59 124,06	59 124,06
CSHT-MRCMTMN	37 319,48	22 000,00
FCEI	27 540,75	26 740,75
TOTAL	218 526,47	191 654,99

[241] Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

AUTORISE le Transporteur à réaliser le Projet tel que soumis;

DEMANDE au Transporteur de présenter, dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 4 de la pièce B-0018,
- un suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Transporteur relativement à l'annexe 1 des pièces B-0007 et B-0019 ainsi que des pièces B-0035 et B-0036, sans restriction quant à la durée du traitement confidentiel;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion de ces pièces ainsi que des renseignements qu'elles contiennent, sans restriction quant à la durée du traitement confidentiel;

ACCORDE aux intervenants les frais indiqués au tableau 6;

ORDONNE au Transporteur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les frais accordés par la présente décision;

ORDONNE au Transporteur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^c Stéphanie Lussier;

Association des hôteliers du Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^c Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^c Pierre Pelletier;

Citoyen sous haute tension (CSHT) et Municipalité régionale de comté (MRC) de Matawinie (CSHT-MRCMTWN) représenté par M^c Steve Cadrin;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^c André Turmel;

Hydro-Québec représentée par M^c Yves Fréchette.

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2016-137

R-3981-2016

16 septembre 2016

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Lise Duquette

Françoise Gagnon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Personnes intéressées dont les noms apparaissent ci-après

Décision procédurale – Cadre d'examen de la Demande, demandes d'intervention, budgets de participation, calendrier de traitement et confidentialité

Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec pour l'année 2017

[20] SÉ-AQLPA, pour sa part, entend traiter des indicateurs de performance (environnementaux en particulier) et de leur coordination avec le régime d'intéressement et de rémunération incitative. Selon cet intéressé, il existe actuellement une différence majeure entre la liste des indicateurs fournis à titre informatif et ceux qui, jusqu'à présent, servent à l'atteinte d'objectifs corporatifs. SÉ-AQLPA considère qu'il est important de raffiner ces indicateurs avant la tenue du dossier tarifaire au cours duquel sera adopté un nouveau mécanisme de réglementation incitative (MRI) qui les intégrera en tout ou en partie.

[21] Le Transporteur soutient que l'examen proposé par l'AHQ-ARQ en ce qui a trait à ces sujets particuliers devrait être exclu de la présente demande. Il rappelle que la Régie s'est maintes fois dite satisfaite des analyses produites et qu'elle considère que les informations fournies, telles que présentées, sont utiles à l'évaluation de la performance du Transporteur.

[22] Le Transporteur demande également d'exclure du présent dossier le sujet des indicateurs de performance tel que soumis par SÉ-AQLPA. Il rappelle, à cet effet, le paragraphe suivant de la décision D-2015-157 :

« [43] La Régie réitère qu'elle ne juge pas nécessaire de reprendre le débat sur les indicateurs de performance dans le présent dossier. Par ailleurs, puisque les indicateurs n'ont pas été définis dans le dossier du MRI, il est prématuré de chercher à raffiner tout ou partie de ceux existant présentement »¹².

[23] La Régie considère que les indicateurs de performance, les objectifs corporatifs et le balisage constituent des sujets récurrents dans chaque dossier tarifaire du Transporteur. Les analyses fournies par le Transporteur en matière d'indicateurs de performance et de balisage font partie intégrante de la preuve au dossier et, à ce titre, leur examen s'inscrit dans le cadre de l'audience.

[24] Cependant, la Régie n'entend pas remettre en question les indicateurs de performance existants. Ainsi, toute intervention visant à raffiner ou bonifier, en tout ou en partie, la méthodologie des indicateurs existants est exclue du présent dossier.

¹² Décision D-2015-157, p. 10 et 11.

[25] En ce qui a trait aux objectifs corporatifs, la Régie constate que le Transporteur modifie, dans le présent dossier, leur pondération et introduit trois nouveaux objectifs. Elle rappelle, à cet égard, que la détermination des objectifs corporatifs demeure une prérogative de gestion du Transporteur et que le rôle de la Régie s'exerce au niveau des budgets qui y sont associés¹³. D'ailleurs, dans sa décision D-2016-029, la Régie n'a pas reconnu la totalité du montant demandé par le Transporteur à titre de rémunération incitative :

« [62] Pour ces motifs, la Régie reconnaît un montant de 1,4 M\$ à titre de rémunération incitative pour l'année témoin 2016. Aux fins de faire reconnaître, dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires, les charges qui sont associées à la rémunération incitative dans ses revenus requis, le Transporteur devra revoir les cibles visées par les objectifs corporatifs afin qu'elles soient suffisamment ambitieuses et qu'elles reflètent un réel défi l'incitant à améliorer sa performance et à rechercher un niveau supérieur de réalisations »¹⁴.

2.4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE

[26] La Régie portera une attention particulière, dans le présent dossier, sur les ajouts et modifications demandés par le Transporteur, soit :

- le délai supplémentaire pour le dépôt de la pièce HQT-5, document 1 des futurs rapports annuels;
- les comptes de frais reportés (CFR) liés aux disjoncteurs de modèle PK et leurs modalités de disposition;
- le suivi lié à la demande de la Régie relative à l'établissement d'un mécanisme réglementaire qui serait applicable advenant le cas où le test de la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations excéderait 50 ans.

¹³ Décision D-2014-035, p. 35.

¹⁴ Décision D-2016-029, p. 27.

[27] Le remplacement des disjoncteurs de modèle PK fait l'objet d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi, en cours de traitement, et dans le cadre de laquelle la Régie, par sa décision D-2016-077¹⁵, autorisait le Transporteur à créer un CFR.

[28] Dans le cadre du présent dossier, le Transporteur demande la création d'un nouveau CFR pour y comptabiliser des frais liés à ce même projet. Il demande, de plus, l'approbation des modalités de disposition communes pour ces deux CFR.

[29] Le GRAME souhaite se prononcer sur les modalités de disposition des CFR. Il soutient, toutefois, que la demande d'autorisation pour le remplacement de l'ensemble des disjoncteurs de modèle PK n'a pas encore fait l'objet d'une décision de la Régie et propose de reporter l'examen de cet enjeu après la décision qui sera rendue dans le cadre du dossier R-3968-2016.

[30] La Régie entend examiner, dans le cadre du présent dossier, les demandes du Transporteur en lien avec les CFR, dont celles portant sur les modalités de disposition commune. La décision que la Régie rendra à ce sujet tiendra compte, évidemment, de celle qui sera rendue dans le cadre du dossier R-3968-2016.

[31] Par ailleurs, la Régie considère que la preuve du Transporteur mérite des éclaircissements quant à la justification du second CFR. En effet, dans le cadre du dossier R-3968-2016, la Régie a accordé l'autorisation au Transporteur de créer, à compter de la date du dépôt de la demande initiale, un CFR pour y comptabiliser les frais suivants :

« [40] [...] »

« *Travaux urgents* »

- *la charge d'amortissement liée au retrait d'actifs découlant du remplacement des disjoncteurs PK et à la réduction des durées de vie utile;*
- *la charge d'amortissement liée aux nouveaux disjoncteurs SF₆;*
- *le rendement découlant de l'ajout, à la base de tarification du Transporteur, des nouveaux disjoncteurs à compter de leur mise en service, au taux applicable conformément aux décisions de la Régie;*

¹⁵ Pages 13 et 14.

Remplacement des disjoncteurs résiduels et actifs connexes

- *la charge d'amortissement liée à la réduction des durées de vie utile, nette de la réduction du rendement découlant de cette réduction des durées de vie utile* » [note de bas de page omise].

[...]

ACCORDE au Transporteur l'autorisation de créer, à compter de la date du dépôt de la demande initiale, un compte de frais reportés, hors base de tarification et portant intérêts, pour y comptabiliser tous les coûts, les charges et les frais engagés à compter du dépôt de cette demande, tel que décrit dans la présente décision »¹⁶.

[32] Dans le cadre de la Demande, le Transporteur intègre cette dernière description du CFR à la section 2.2.1.1 « Pratique existante – Disjoncteurs PK prioritaires ». Il ajoute, à la section 2.2.1.2, la « Pratique demandée – Disjoncteurs résiduels », qu'il décrit de la manière suivante :

« La nouvelle pratique comptable réglementaire demandée consiste à créer un CFR (ci-après : « CFR – Disjoncteurs PK résiduels »), hors base de tarification et portant intérêts, pour y comptabiliser la charge d'amortissement réelle liée au retrait, en 2017, des disjoncteurs de modèle PK résiduels et des actifs connexes et à la réduction de la durée de vie utile décrite à la section 7.1 de la pièce HQT-7, Document 1, nette de la réduction du rendement liée à cette réduction »¹⁷.

[33] La Régie comprend que les disjoncteurs de modèle PK résiduels sont visés par le CFR autorisé par sa décision D-2016-077 ainsi que par la « nouvelle pratique comptable réglementaire demandée ». Aussi, elle se questionne sur la nécessité de recourir à un deuxième CFR.

[34] Elle ordonne donc au Transporteur de fournir, au plus tard le 22 septembre 2016 à 12 h, un complément de preuve visant à :

¹⁶ Décision D-2016-077, p. 10, 11 et 14.

¹⁷ Pièce B-0013, p. 10.

- expliquer les différences entre le CFR autorisé dans le cadre du dossier R-3968-2016 et la « nouvelle pratique comptable réglementaire » demandée dans le cadre du présent dossier, en ce qui a trait aux disjoncteurs résiduels;
- justifier la nécessité d'une nouvelle pratique comptable réglementaire pour les disjoncteurs résiduels et préciser les éléments non couverts par le CFR demandé dans le cadre du dossier R-3968-2016;
- préciser l'impact de la nouvelle pratique demandée pour les disjoncteurs résiduels sur le montant estimé entre 53 M\$ et 73 M\$ que le Transporteur prévoyait verser au CFR dans le cadre du dossier R-3968-2016¹⁸.

[35] Par ailleurs, en ce qui a trait à la réduction des durées de vie utile des disjoncteurs de modèle PK qui fait notamment l'objet de la pièce B-0019¹⁹, la Régie rappelle les ordonnances suivantes formulées dans ses décisions D-2002-95 et D-2011-039 :

« Durée de vie utile des immobilisations. Pour tout changement de durée de vie utile des immobilisations qui peut avoir un impact tarifaire, la Régie s'attend à ce qu'avant de modifier les tarifs, le transporteur justifie le changement et indique les résultats avec et sans la modification [...] »²⁰.

« [313] La Régie réitère sa préoccupation émise à la décision D-2002-95 et demande au Transporteur de justifier tout changement ayant un impact tarifaire et de présenter, avant son implantation, l'impact de ce changement sur un horizon de cinq années »²¹.

[36] La Régie constate que certaines informations en lien avec ces décisions ne sont pas fournies. Elle ordonne donc au Transporteur de fournir, au plus tard le 22 septembre 2016 à 12 h, les informations suivantes :

- une justification du changement des durées de vie utile et les résultats avec et sans la modification;
- l'impact de ce changement, sur un horizon de 5 ans;
- l'équivalent du tableau 25 de la pièce B-0019, p. 26, pour la réduction de vie utile des disjoncteurs de modèle PK.

¹⁸ Dossier R-3968-2016, pièce B-0005, p. 21.

¹⁹ Pièce B-0019, p. 26 et 27.

²⁰ Décision D-2002-95, p. 91.

²¹ Décision D-2011-039, p. 71.

2.5 PLANIFICATION DU RÉSEAU

[37] SÉ-AQLPA souhaite, en utilisant les données des indicateurs de performance et leur segmentation et en examinant les coûts comparatifs d'entretien et autres charges, vérifier si la nouvelle stratégie du Transporteur de privilégier les ajouts au réseau par raccordements en dérivation plutôt que par « bouclage » aux postes est ou non optimale à long terme en fonction de son impact tarifaire et sur la fiabilité du réseau.

[38] Le Transporteur précise que le recours au raccordement en dérivation ne correspond pas à une stratégie, encore moins une stratégie nouvelle, mais bien à un choix qui s'effectue en fonction des avantages que confère ce choix en certaines circonstances depuis plusieurs décennies. Il en est de même pour ce qui est des lignes à 120 kV à conducteurs en faisceau double. Dans ce contexte, le Transporteur s'interroge sur la pertinence de l'exercice proposé par SÉ-AQLPA et considère que ce sujet doit être rejeté, d'autant plus qu'il ne fait pas partie de la preuve du Transporteur dans le cadre de la Demande.

[39] La Régie comprend que les dossiers d'investissement déposés sous l'article 73 de la Loi se prêtent difficilement à un examen d'ensemble de planification du réseau. C'est pour ce motif qu'elle permet l'examen de ce sujet. Elle tient toutefois à rappeler à SÉ-AQLPA que son pouvoir d'autorisation est lié aux budgets d'investissement et aux coûts que le Transporteur souhaite inclure dans ses tarifs.

[40] En conséquence, pour être utile aux délibérations de la Régie et aux fins de respecter sa juridiction, cet intéressé doit aborder les types d'ajouts au réseau sous l'angle de la détermination des investissements et des coûts à inclure dans le revenu requis du Transporteur.

2.6 COMMERCIALISATION

Procédures de raccordement pour les petites centrales

[41] Le GRAME souhaite s'assurer que les procédures offertes par le Transporteur entre 2013 et 2016 ont permis de faciliter les démarches pour connaître les conditions du réseau au point de raccordement choisi. Il souhaite vérifier auprès du Transporteur les impacts

qu'il entrevoit à la suite de la décision rendue dans le dossier R-3830-2012. De plus, le GRAME prévoit vérifier auprès du Transporteur si des promoteurs ont fait des démarches, entre 2013 et 2016, en lien avec l'ordonnance 792 de la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC).

[42] Le Transporteur soutient que ce sujet devrait être exclus du présent dossier, étant relié au dossier R-3830-2012 en cours de traitement, qui traite, entre autres, des exigences techniques de raccordement au réseau de transport applicables aux centrales de 1,0 MW et plus. Il rappelle que pour ce motif la Régie a exclu, par sa décision D-2015-157, ce sujet du dossier R-3934-2015.

[43] **Pour les motifs invoqués par le Transporteur, la Régie exclut ce sujet du présent dossier.**

Partage saisonnier de puissance avec les réseaux voisins

[44] Le GRAME souhaite interroger le Transporteur sur les autres démarches possibles dans l'avenir avec des réseaux voisins autres que celui de l'Ontario, afin d'en améliorer ou augmenter l'accès pour les fins d'exportation ou d'importation pour les besoins en puissance de sa clientèle comme Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), en lien avec le plan stratégique d'Hydro-Québec qui indique que des conditions favorables sont réunies pour favoriser l'exportation d'énergie renouvelable.

[45] La Régie note que le processus pour des ajouts au réseau de transport, que ce soit pour la charge locale ou les exportations, est bien encadrée par les *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions) actuellement en vigueur. Elle note aussi que ce processus est sous examen par la Régie dans le dossier R-3888-2014. Dans le présent dossier, le Transporteur ne propose pas d'autres démarches potentielles. Elle est d'avis qu'il s'agit-là d'une préoccupation qui pourrait être abordée dans le cadre du processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau. **Elle exclut ce sujet du présent dossier tarifaire.**

[46] En ce qui a trait au projet pilote de programmation de réserve 10 minutes avec le réseau du Nouveau-Brunswick, le GRAME propose de vérifier si le Transporteur fait référence uniquement à des centrales de source hydroélectrique ou si ces capacités de vente de réserve peuvent être utilisées aussi pour favoriser les échanges et la commercialisation de l'énergie de production éolienne.

[47] Bien que le sujet relatif au projet pilote de programmation de réserve 10 minutes avec le réseau du Nouveau-Brunswick soit pertinent, la Régie est d'avis que la vérification suggérée par le GRAME n'est pas utile dans le cadre du présent dossier tarifaire.

2.7 TAUX DE PERTES

[48] Certaines demandes d'intervention soulignent l'augmentation du taux de pertes.

[49] Ainsi, EBM entend soumettre une preuve démontrant l'évolution des taux de pertes de transport dans les autres juridictions ainsi que les différences importantes entre l'évolution du taux de pertes de transport du Transporteur, comparativement aux autres indicateurs de performance.

[50] Le Transporteur soutient que la remise en question de la méthode actuelle d'établissement du taux de pertes de transport devrait être exclue des sujets au présent dossier.

[51] Il rappelle également les facteurs mentionnés dans la décision D-2016-029 pouvant influencer les pertes de transport réelles, dont la charge transitée, la configuration du réseau et le mode d'exploitation du réseau. Il est difficile, voire inutile, selon lui, de comparer la performance, en matière de taux de pertes, des différents réseaux entre eux.

[52] Dans sa réplique, EBM précise que son intervention ne vise pas à remettre en question la méthode actuelle d'établissement du taux de pertes de transport calculé conformément à la décision D-2009-015, mais simplement à comprendre et à questionner le Transporteur sur l'établissement des pertes réelles justifiant une nouvelle hausse annuelle. EBM souhaite, en particulier, questionner le Transporteur sur les mécanismes qu'il serait possible de mettre en place pour contrer ou contrôler de telles augmentations significatives pour l'avenir.

[53] La Régie considère que l'examen du taux de pertes est pertinent. À cet égard, elle réfère à la réponse suivante apportée par le Transporteur dans le cadre de son Rapport annuel 2015 et s'attend à ce que les interventions en tiennent compte :

« 4. Références : (i) Pièce HQT-4, document 5, p. 3;
(ii) Rapport annuel 2014, Pièce HQT-2, document 10, p. 3.

Préambule :

(i) Le taux de pertes de transport pour l'année 2015 s'établit à 6,13 %.
(ii) Le taux de pertes de transport pour l'année 2014 s'établit à 5,91 %.

Demande :

4.1 Veuillez expliquer la hausse du taux de pertes pour l'année 2015.

R4.1

L'augmentation du taux de perte en 2015 s'explique essentiellement par une sollicitation accrue du réseau compte tenu des températures plus froides pour la période hivernale 2015. En effet, les mois de janvier à mars 2015 ont été les plus froids d'une période historique couvrant les 70 dernières années, de sorte qu'à Montréal et à Québec, l'écart entre les températures moyennes pour ces mois et les normales a été le plus prononcé »²².

[54] Quant aux questionnements sur les mécanismes qu'il serait possible de mettre en place pour contrer ou contrôler de telles augmentations significatives pour l'avenir, la Régie juge le sujet pertinent.

[55] Toutefois, la Régie n'entend pas, dans le présent dossier, remettre en cause la méthodologie de détermination du taux de pertes, telle que fixée dans sa décision D-2009-015²³. Elle constate, d'ailleurs, qu'aucune personne intéressée n'inclut ce sujet dans sa demande d'intervention.

²² Rapport annuel 2015 du Transporteur, pièce HQT-8, document I, p. 6 et 7.

²³ Page 97.

[56] La Régie ne retient pas non plus, aux fins du présent dossier, les aspects liés à la comparaison avec les autres juridictions, en lien avec le sujet. Elle ne voit pas l'utilité d'entreprendre l'exercice proposé par EBM aux fins d'examen des facteurs explicatifs des hausses du taux de pertes.

2.8 CONTRIBUTION POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

[57] SÉ-AQLPA se dit inquiet du fait que la méthodologie du calcul de la contribution du Distributeur pour des ajouts au réseau (y compris les choix de la répartition des coûts associés à un projet plutôt que ceux considérés comme des améliorations) ait pour effet de faire assumer par la charge locale des coûts qui devraient plutôt être assumés par la masse de la clientèle du Transporteur.

[58] Le Transporteur est d'avis que le présent dossier n'est pas le forum approprié aux fins de traiter de la méthode de calcul de la contribution du Distributeur ni du format de présentation de cette contribution.

[59] Dans sa réplique, SÉ-AQLPA mentionne que sa préoccupation n'est pas d'allouer des allocations maximales, mais porte sur le fait que des actifs pourtant très similaires d'un dossier à l'autre sont répartis dans des proportions extrêmement variables entre le Transporteur et le Distributeur.

[60] La Régie est d'avis que la portée de l'intervention prévue par SÉ-AQLPA sur le sujet manque de clarté.

[61] Elle ne souhaite pas, dans le présent dossier, procéder à des modifications des méthodologies en vigueur associées au dossier R-3888-2014 qui, bien que suspendu, demeure sous examen.

[62] La Régie rappelle que la détermination de la contribution du Distributeur et les aspects de répartition des coûts font partie des sujets examinés dans le cadre du dossier générique sur la Politique d'ajouts²⁴ et que, tel que mentionné par le Transporteur, l'étude de la phase 2 de ce dossier a été suspendue *sine die* par la Régie²⁵.

²⁴ Dossier R-3888-2014.

²⁵ Décision D-2016-055.

[63] Dans les circonstances, la Régie exclut du présent dossier l'examen de l'enjeu soulevé par SÉ-AQLPA, relatif à la contribution pour les ajouts au réseau.

3. DEMANDES D'INTERVENTION ET BUDGETS DE PARTICIPATION

3.1 COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

[64] Dans son appréciation des demandes d'intervention, la Régie tient compte du lien entre les conclusions recherchées par la personne intéressée et son intérêt. Les demandes d'intervention doivent démontrer la pertinence de l'apport de la personne intéressée à l'étude du dossier, eu égard à ses préoccupations.

[65] Dans le cadre du présent dossier, la Régie accorde le statut d'intervenant à l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, EBM, la FCEI, le GRAME, NEMC et SÉ-AQLPA.

[66] Elle ordonne aux intervenants, le cas échéant, de fournir, **au plus tard le 22 septembre 2016 à 12 h**, une déclaration sous serment au soutien de leur demande d'intervention, comme elle l'indiquait dans sa décision D-2015-130 :

« [8] De plus, avec sa demande d'intervention, si la personne intéressée est une personne morale, elle devra fournir un affidavit par lequel un de ses dirigeants confirme les conclusions recherchées contenues à sa demande »²⁶.

[67] **Quant aux sujets abordés par les intervenants, la Régie demande à ces derniers de tenir compte, dans le cadre de leur intervention, des précisions qu'elle a apportées à l'égard des enjeux circonscrits à la section 2 de la présente décision.**

[68] De manière générale, la Régie juge que les budgets de participation présentés par les intervenants sont élevés. Elle estime donc nécessaire, à ce stade du dossier, de porter un jugement *a priori* sur le caractère raisonnable des budgets de participation, en fonction des demandes d'intervention soumises et des précisions apportées à la section 2 de la présente décision.

²⁶ Décision D-2015-130, p. 5.

[69] Étant donné que les taux horaires, le statut fiscal, le recours à un coordonnateur ou le remboursement de dépenses d'hébergement et de transport peuvent différer d'un intervenant à l'autre, la Régie n'exprime, pour l'instant, son appréciation que sur le nombre d'heures envisagé pour les avocats et les analystes.

[70] **En conséquence, pour l'examen du présent dossier, la Régie fixe la balise de temps de préparation et de participation à l'audience aux seuils maximaux de 90 heures pour les avocats et de 110 heures pour les analystes.**

[71] Selon l'article 22 du *Guide de paiement de frais 2012*²⁷ (le Guide), lorsque la Régie détermine des balises, les honoraires pour la préparation du dossier sont payés sur une base horaire selon les taux maxima prévus à cet article. **La Régie entend s'y conformer dans le présent dossier.**

[72] La Régie rappelle également l'article 26 du Guide ayant trait au remboursement des dépenses de transport et d'hébergement. Ceux-ci sont remboursés, en sus de l'allocation forfaitaire, seulement si la séance de travail ou l'audience se tient à plus de 100 km du lieu habituel de travail²⁸.

[73] Par ailleurs, elle reconnaît qu'en fonction du déroulement du dossier, les frais réels engagés par les intervenants pourraient s'avérer inférieurs ou supérieurs à cette balise. Le cas échéant, il appartiendra aux intervenants concernés de justifier de possibles dépassements.

[74] La Régie réitère sa demande aux intervenants de faire tous les efforts nécessaires pour éviter une multiplication des représentations sur un même sujet. Elle tiendra compte de cet aspect dans l'évaluation des frais à octroyer à la fin du dossier. À cet égard, la Régie note les propos des procureurs d'EBM et de NEMC à l'effet qu'ils ne souhaitent pas « *dédoubler le travail lors d'éventuelles demandes de remboursement de frais et que, lorsqu'il sera possible de le faire, les procureurs au présent dossier entendent profiter des économies d'échelles qui découleront de la représentation d'EBM et de NEMC dans ce dossier* »²⁹.

²⁷ Disponible sur le site internet de la Régie au <http://www.regie-energie.qc.ca>.

²⁸ *Guide de paiement des frais 2012*, article 26, p. 7.

²⁹ Pièce C-EBM-0004, p. 3.

[75] Enfin, la Régie rappelle que, tel que prévu au Guide, lors de l'attribution des frais, elle jugera du caractère nécessaire et raisonnable des frais engagés et de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations.

3.2 COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES

AHQ-ARQ

[76] L'AHQ-ARQ se propose d'examiner l'ensemble des dépenses qui constituent le coût de service du Transporteur, en parallèle avec les gains d'efficacité obtenus. L'intervenant entend examiner la planification du réseau de transport et les investissements et cherchera à obtenir des précisions sur l'augmentation du taux de pertes de transport entre 2014 et 2015.

[77] La Régie juge que les sujets que l'AHQ-ARQ entend examiner sont pertinents et considère, *a priori*, que l'intervention de ce dernier lui sera utile, dans le respect de la section 2 de la présente décision.

[78] Puisque les dossiers tarifaires mettent en cause des sujets récurrents, la Régie s'attend à ce que les renseignements obtenus dans les dossiers réglementaires précédents sur ces sujets soient pris en compte dans le cadre de l'intervention.

AQCIE-CIFQ

[79] Dans sa demande d'intervention, l'AQCIE-CIFQ indique vouloir traiter de plusieurs enjeux, dont la fiabilité des prévisions des montants inclus à la base de tarification, le MGA et les impacts du remplacement proposé des disjoncteurs de modèle PK sur la base de tarification et les revenus requis de l'année 2017.

[80] La Régie juge que les sujets que l'AQCIE-CIFQ souhaite aborder sont pertinents.

EBM

[81] La Régie juge que les sujets mentionnés par EBM dans sa demande d'intervention sont pertinents, dans les limites fixées à la section 2 de la présente décision.

[82] Compte tenu des sections 2 et 3.1 de la présente décision, la Régie s'attend à ce que le budget de participation d'EBM soit ajusté en conséquence.

FCEI

[83] La FCEI souhaite interroger le Transporteur sur plusieurs éléments liés à l'établissement du revenu requis et à l'efficacité, tels que les charges nettes d'exploitation (CNE) (masse salariale, coûts capitalisés, formule paramétrique), les besoins additionnels en maintenance, les Autres charges, la base de tarification et les investissements projetés sur un horizon de 10 ans.

[84] La Régie juge que les sujets dont la FCEI veut traiter sont pertinents. Ainsi, elle permet à l'intervenante de les examiner, dans les limites fixées à la section 2 de la présente décision.

[85] Par ailleurs, conformément au paragraphe 71 de la présente décision, la Régie calculera la demande de paiement de frais avec un taux horaire du procureur au dossier de 255 \$/heure.

GRAME

[86] Le GRAME prévoit intervenir sur la commercialisation des services de transport, les méthodes comptables et les dépenses nécessaires à la prestation du service de transport. Sur ce dernier point, l'intervenant souhaite examiner la stratégie de maintenance ciblée proposée par le Transporteur dans une optique de réduire les risques de défaillance et de fuites dans l'environnement: Il entend également analyser le projet de surveillance IMAGINE et les charges inscrites à la rubrique « Services externes, Stock et autres ».

[87] Les sujets liés à la commercialisation, aux méthodes comptables ainsi que le projet IMAGINE ont été abordés à la section 2 de la présente décision. La Régie demande au GRAME de s'y conformer et s'attend à ce que son budget de participation soit ajusté en conséquence.

[88] Les dépenses nécessaires à la prestation du service de transport, dont les charges relatives aux « Services externes, Stocks et autres » sont des éléments faisant partie du présent dossier. Leur examen est donc pertinent. Cependant, la Régie rappelle au GRAME qu'il doit, pour être utile aux délibérations de la Régie, aborder les notions de protection et de réhabilitation de l'environnement sous l'angle de la détermination des coûts à inclure dans le revenu requis. De plus, le GRAME devra tenir compte, dans le cadre de son intervention, de tout renseignement déjà obtenu lors de dossiers réglementaires précédents.

NEMC

[89] NEMC s'intéresse au taux de pertes de transport, à la base de tarification, à la commercialisation des services de transport ainsi qu'au bilan relatif à l'Appendice K des Tarifs et conditions.

[90] La Régie juge que les sujets dont NEMC veut traiter font partie de la preuve du Transporteur et elle permet donc à l'intervenante de les examiner.

[91] Par ailleurs, la Régie réitère les commentaires formulés à l'égard d'EBM au paragraphe 82 de la présente décision.

SÉ-AQLPA

[92] SÉ-AQLPA propose de traiter du suivi des indicateurs de performance, notamment environnementaux, et de leur coordination avec le régime d'intéressement et de rémunération incitative. Il souhaite également examiner les charges d'exploitation et les investissements en lien avec l'efficacité, le MGA et les indicateurs de performance. En outre, il entend aborder des aspects liés à la planification du réseau de transport et à la méthodologie du calcul de la contribution du Distributeur pour les ajouts au réseau.

[93] La Régie demande à SÉ-AQLPA de se conformer aux précisions apportées à la section 2 de la présente décision sur plusieurs des sujets qu'il compte aborder. L'intervenant devra également ajuster son budget de participation en conséquence.

4. CALENDRIER

[94] La Régie fixe l'échéancier suivant pour le traitement de la Demande :

Le 22 septembre 2016 à 12 h	Date limite pour le dépôt de la preuve complémentaire du Transporteur et des déclarations sous serment des intervenants
Le 30 septembre 2016 à 12 h	Date limite pour le dépôt des demandes de renseignements au Transporteur
Le 14 octobre 2016 à 12 h	Date limite pour le dépôt des réponses du Transporteur aux demandes de renseignements
Le 24 octobre 2016 à 12 h	Date limite pour le dépôt de la preuve des intervenants
Le 4 novembre 2016 à 12 h	Date limite pour le dépôt des demandes de renseignements aux intervenants
Le 11 novembre 2016 à 12 h	Date limite pour le dépôt des réponses des intervenants aux demandes de renseignements
Du 17 au 25 novembre 2016	Période réservée pour l'audience

[95] Par ailleurs, tel que prévu au Guide, tout intervenant jugeant utile de mettre fin à son intervention dans le présent dossier doit indiquer son intention de ce faire et soumettre ses conclusions à la Régie au plus tard le **24 octobre 2016 à 12 h**.

5. CONFIDENTIALITÉ

[96] Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel, la pièce B-0028 intitulée « Schéma unifilaire et schémas d'écoulement de puissance ».

[97] Il demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel en vertu de l'article 30 de la Loi à l'égard des renseignements contenus à cette pièce, sans restriction quant à sa durée.

[98] Au soutien de sa demande, le Transporteur dépose une affirmation solennelle de monsieur François Lévesque, chef - Étude de réseaux, direction principale Planification, Expertise et Soutien Opérationnel pour la division Hydro-Québec TransÉnergie. Monsieur Lévesque allègue que la pièce pour laquelle le Transporteur demande un traitement confidentiel contient des renseignements d'ordre stratégique relatifs aux installations du Transporteur et que leur divulgation en faciliterait la localisation, permettrait d'identifier leurs caractéristiques et pourrait ainsi compromettre la sécurité du réseau de transport. Il soumet que le caractère confidentiel de cette pièce et l'intérêt public requièrent l'émission de l'ordonnance demandée, sans restriction quant à sa durée.

[99] Le Transporteur dépose également sous pli confidentiel la pièce B-0018 intitulée « Établissement des achats de service auprès de RTA ».

[100] Il demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel en vertu de l'article 30 de la Loi, à l'égard des renseignements contenus à cette pièce, sans restriction quant à sa durée.

[101] Au soutien de sa demande, le Transporteur dépose une affirmation solennelle de monsieur Stéphane Verret, directeur - Commercialisation et affaires réglementaires, direction - Commercialisation et affaires réglementaires, pour la division Hydro-Québec TransÉnergie. Monsieur Verret allègue que la pièce pour laquelle le Transporteur demande un traitement confidentiel présente les prévisions de coûts ainsi que de besoins de transport et contient des renseignements à l'égard de Rio Tinto Alcan inc.

[102] Cette pièce contient des renseignements dont le traitement confidentiel a été ordonné par la Régie dans sa décision D-2014-145 et leur traitement confidentiel est toujours requis, en ce qu'elle contient des renseignements à caractère financier et commercial dont la divulgation publique serait préjudiciable. Ces informations sont considérées par le Transporteur comme étant des données confidentielles.

[103] Le Transporteur soumet que le caractère confidentiel des informations contenues à la pièce B-0018 devrait être reconnu et protégé par la Régie, comme ce fut le cas en pareilles circonstances par le passé.

[104] Par ailleurs, le Transporteur permet aux intervenants reconnus par la Régie d'avoir accès aux pièces confidentielles en souscrivant à un engagement de confidentialité et de non-divulgation qu'il soumettra.

[105] **Pour les motifs indiqués aux affirmations solennelles, la Régie accueille les demandes du Transporteur visant le traitement confidentiel des renseignements contenus aux pièces B-0018 et B-0028, sans restriction quant à leur durée.**

[106] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ORDONNE au Transporteur de soumettre une preuve complémentaire, tel qu'indiqué aux sections 2.1 et 2.4 de la présente décision, aux paragraphes 10, 11, 34 et 36, **au plus tard le 22 septembre 2016 à 12 h;**

CIRCONSCRIT le cadre d'examen de la Demande, tel qu'indiqué aux sections 2 et 3 de la présente décision;

ACCORDE le statut d'intervenant à l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, EBM, la FCEI, le GRAME, NEMC et SÉ-AQLPA;

FIXE le calendrier tel que prévu à la section 4 de la présente décision;

ACCUEILLE les demandes de traitement confidentiel du Transporteur et **INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus aux pièces B-0018 et B-0028, sans limite quant à la durée;

ORDONNE aux participants de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Lise Duquette
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Représentants :

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^c Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^c Pierre Pelletier;

Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) représentée par M^c Paule Hamelin et M^c Nicolas Dubé;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^c André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^c Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^c Yves Fréchette;

Nalcor Energy Marketing Corporation (NEMC) représentée par M^c Paule Hamelin et M^c Nicolas Dubé;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^c Dominique Neuman.