

D É C I S I O N

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\$. U 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 ROÉÉ 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.

TABLEAU 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
(M\$ 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)	Télécommunication	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-ACEFQ-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'amoindrir 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 :

« [1]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 « [1]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^e Stéphanie Lussier;

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

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

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

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

Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette.