

Régie de l'énergie du Québec

R-3887-2014

**Demande d'autorisation du Transporteur relative au projet à 735 kV de la
Chamouchouane - Bout-de-l'île**

MÉMOIRE DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS

Préparé par: Paul Paquin
PP ÉconoTech Conseil Inc.

Pour :
ACEF de l'Outaouais
109, rue Wright
Gatineau (Québec)
J8X 2G

Le 10 octobre 2014

Table des matières

1- Contexte	2
2- Simulations des besoins	3
3- La nouvelle ligne est-elle nécessaire ?	5
4- Coïncidences des besoins	6
5- Analyse économique	7
6- Justification du projet	11
7- Principe de neutralité tarifaire	13
8- Sommaires des conclusions et des recommandations	15

1- Contexte

Le Transporteur demande l'autorisation de la Régie pour construire une ligne à 735 kV d'environ 400 km reliant le poste de la Chamouchouane à la région métropolitaine de Montréal ainsi qu'un tronçon de 19 km de 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 de même que des travaux connexes (le « Projet »). La mise en service finale du Projet est prévue pour le mois de septembre 2018.

Selon le Transporteur, le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service », « maintien des actifs » et « croissance des besoins de la clientèle ».

Selon lui, l'élément déclencheur du Projet est le maintien de la fiabilité du réseau de transport principal, mais il permet également une optimisation, au plan global, de solutions optimisées au plan individuel pour les projets d'intégration de la production du complexe de la Romaine et celle prévue par l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne. Le Projet entraîne également la réalisation de travaux qui assurent le maintien des actifs.

Le coût total de 1 083,4 M\$ comprend un montant de 160,7 M\$ concernant des travaux de substitution à ceux prévus pour l'intégration de la production du complexe La Romaine et un montant de 390,3 M\$ concernant des travaux de substitution à ceux prévus pour l'intégration de la production de l'énergie éolienne suite à l'A/O 2005-03 et un montant de 58,3 M\$ pour des travaux de maintien des actifs. Selon le Transporteur, il reste donc un montant de 473,7 M\$ à attribuer au maintien et à l'amélioration de la qualité de service.¹

Le Transporteur présente un historique du développement du réseau de transport depuis le milieu des années 1960 afin d'expliquer la situation actuelle concernant l'état du réseau. Il mentionne notamment que pour assurer la fiabilité du réseau de transport, il a reçu l'autorisation de la Régie de réaliser des travaux de mise à niveau du réseau de transport principal. Ce projet, complété en 2012, consistait en l'ajout de nouvelle compensation série au poste de la Jacques-Cartier et de compensateurs statiques au poste Chénier. Il visait à assurer une capacité de transport suffisante pour répondre aux besoins réguliers du Distributeur en tenant compte des échanges sur le réseau, ainsi qu'à maintenir la bonne performance de ce dernier durant les montées et les baisses de consommation des clients.

Il ajoute que depuis la recommandation de ce projet en 2008, les besoins du Distributeur ont augmenté tant en été qu'en hiver et que 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 se sont ajoutées.

¹ B-0018 ou HQT-1, document 1, pages 5, 43 et 44;

C'est dans ce contexte que, le Transporteur, propose aujourd'hui de construire une nouvelle ligne de transport à 735 kV pour relier le réseau électrique du nord-est de la province à la boucle métropolitaine. Il s'agit d'ajouter au réseau principal à 735 kV les infra-structures nécessaires au maintien de la fiabilité et de la disponibilité du réseau en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle.²

2- Simulations des besoins

La détermination des besoins d'ajouts au réseau de transport est basée sur des simulations du comportement de réseau en régime permanent et en régime transitoire. Habituellement, les situations les plus critiques se rencontrent lors de la demande de pointe coïncidente des besoins de la charge locale et des besoins de clients de point à point.

L'ACEFO reproduit ci-dessous l'information fournie par le Transporteur en réponse à une demande de renseignements de la Régie concernant les caractéristiques des besoins selon les différents dossiers suivants³ :

- Dossier actuel, nouvelle ligne à 735 kV;
- Dossier R-3742-2010, relatif à l'intégration de la production des parcs éoliens de l'A/O 2005-03;
- Dossier R-3757-2011, relatif à l'intégration de la production des centrales du complexe La Romaine;

Tableau 2
Valeurs associées à la charge locale, au service de transport point à point et à la production raccordée des différentes demandes.

	présent Projet (R-3887-2014)	A/O 2005-03 (R-3742-2010)	Romaines (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

On peut constater que dans les trois cas, le niveau des besoins de la charge locale est semblable et correspond approximativement aux besoins prévus à la pointe 2026-2027, selon la prévision du Distributeur⁴. (La prévision de la pointe 2022-2023 est prolongée au taux de croissance de 0,76% soit le taux de la dernière année de la prévision).

² B-0018 ou HQT-1, document 1, pages 8 et 9;

³ B-0028 ou HQT-2, document 1 page 16;

⁴ R-3864-2013, HQD-1, document 2.2, annexe 2A, page 20;

Par contre le niveau des besoins de point à point a plus que doublé entre le dossier R-3757-2011 et le dossier actuel, passant de 2275 MW à 5135 MW. Il est à noter que le niveau des besoins de point à point du dossier présenté en 2011 est inférieur au niveau des besoins du dossier présenté en 2010.

Étant donné que le niveau de production raccordé correspond aux besoins de la charge locale et aux besoins de point à point, nous présumons que l'hypothèse retenue par le Transporteur est que tous les nouveaux besoins du Distributeur sont satisfaits par cette production, sans faire appel aux réseaux voisins via les liens d'interconnexion. Or, selon le bilan en puissance présenté par le Distributeur, il est prévu que les marchés de court terme pourraient contribuer pour 1500 MW via les liens d'interconnexion.⁵

Ainsi, en retenant l'hypothèse du Distributeur de compter sur une capacité de 1500 MW en provenance des réseaux voisins, les besoins de la charge locale à alimenter par la production raccordée au réseau du transporteur sont réduits de la même quantité, ce qui permet au réseau du Transporteur de satisfaire un niveau plus élevé de besoins de point à point.

En se référant au tableau 2 présenté plus haut, on peut évaluer que le réseau prévu au dossier R-3742-2010 pourrait satisfaire un niveau de besoins de point à point de 5135 MW. En effet, les besoins sont de 45415 MW (41780-1500 + 5135), soit un niveau de besoins inférieur à celui considéré sans le dossier R-3742-2010, selon le tableau 2.

À notre avis, ces considérations permettent de conclure que le réseau prévu au dossier R-3742-2010 permet de satisfaire les besoins présentés au dossier actuel.

Concernant la fiabilité et la robustesse de ce réseau, le Transporteur mentionne :

La réalisation du Projet et de l'ensemble des travaux permettant de répondre à la demande du Distributeur n'aura pas d'impact négatif sur la robustesse et la fiabilité du réseau principal et des réseaux régionaux. Le choix des équipements permettra de préserver la stabilité des nouveaux parcs éoliens suivant une perturbation et garantira la cohérence dans le comportement dynamique entre les réseaux régionaux et le réseau principal.

Enfin, la réalisation du Projet permet de répondre aux engagements du Transporteur tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat, et ce, dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du NPCC.⁶

Ainsi, ces éléments permettent de conclure que, suite à la réalisation des travaux prévus au dossier R-3842-2010, ce n'est qu'en 2026-2027 que de nouveaux ajouts au réseau de transport seraient requis et uniquement si les besoins de la charge locale et les besoins de point à point prévus se réalisent, et si de nouveaux besoins s'ajoutent. À cet effet, il est pertinent de mentionner que les nouveaux besoins de point à point considérés dans le dossier actuel sont à l'étude et que, à notre connaissance, de

⁵ R-3864-2013, HQD-1, document 1, pages 28 et 29;

⁶ R-3742-2010, B-0004 ou HQT-1, document 1, page 103;

nouvelles conventions de service ne sont pas encore signées. D'ailleurs, cela est confirmé par le Transporteur lorsqu'il mentionne :

En effet, le Transporteur réitère qu'il ne peut savoir, exception faite des projets déjà recommandés ou en cours de réalisation au moment de l'étude, quels besoins spécifiques se matérialiseront ultérieurement, en termes de charge, de production, de mise en service et de localisation géographique.⁷

3- La nouvelle ligne est-elle nécessaire ?

Le Transporteur mentionne que la réalisation de la solution 2 conduirait à l'atteinte des limites technologiques de la compensation série sur le réseau et que sa réalisation ne ferait donc que différer de quelques années la construction d'une nouvelle ligne.⁸

De même, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, il mentionne que la nouvelle ligne est inévitable, car dans l'état actuel et prévisible du réseau, l'usage exclusif et massif de la compensation série dans le sud du réseau s'avère une solution qui n'est ni performante, ni économique. L'ajout de la ligne à partir du poste de la Chamouchouane jusqu'à la région métropolitaine de Montréal est donc requise.⁹

L'ACEFO constate qu'il s'agit d'une affirmation qui n'est pas accompagnée d'une preuve démontrant qu'il n'y a aucun moyen d'éviter une nouvelle ligne, du moins dans un avenir prévisible. La preuve n'est pas basée sur des besoins confirmés, mais sur des besoins de point à point qui sont encore à l'étude et sur des ajouts éventuels de nouvelles capacités de production qui sont également à l'étude.

Il a été démontré plus haut que la réalisation des ajouts au réseau indiqués au dossier R-3742-2010 (intégration de la production éolienne) permet de satisfaire de façon fiable les besoins du Transporteur, au moins jusqu'en 2026-2027. Ce n'est que si des besoins supplémentaires à ceux pris en compte dans le dossier actuel se réalisaient qu'il y aurait lieu, le cas échéant, d'examiner la nécessité de nouveaux équipements et, peut-être, d'une nouvelle ligne, et ce, selon des besoins qui se matérialiseraient à l'horizon 2026, advenant que tel soit le cas.

Ainsi, il y a encore trop d'inconnus pour pouvoir affirmer qu'une nouvelle ligne soit incontournable ou nécessaire et que la réalisation de la solution 2 ne permettrait que de différer la ligne de quelques années. Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de la Régie¹⁰, le Transporteur n'a pas précisé de combien d'années la ligne serait différée.

4- Coïncidence des besoins

⁷ B-0044 ou HQT-3, document 1, page 7;

⁸ B-0018 ou HQT-1, document 1, page 32;

⁹ B-0028 ou HQT-2, document 1 révisé, page 11;

¹⁰ *Ibid.*;

Pour évaluer les besoins maximaux que son réseau doit satisfaire, le Transporteur ne considère pas le besoin maximum individuel de chacun de ses clients, mais le besoin maximum coïncidant de l'ensemble de ses clients.

Au tableau 2 présenté plus haut, on peut constater que le niveau des besoins de la charge locale est semblable selon les différents dossiers déposés à la Régie, mais qu'il y a une grande volatilité pour le niveau des besoins de point à point. Dans le dossier déposé en 2010, les besoins de point à point sont de 3935 MW, ils diminuent à 2275 MW au dossier déposé en 2011, puis augmentent à 5135 MW au dossier actuel.

Une des raisons pouvant expliquer cette volatilité est le fait qu'il s'agit de besoins qui sont encore à l'étude et pour lesquels il n'y a pas encore d'engagement. Comme il s'agit de besoins qui ne sont pas encore définis, le Transporteur doit s'assurer que ces nouveaux besoins sont coïncidents avec ses autres besoins prévus afin de déterminer si des ajouts au réseau sont requis.

À ce sujet, rappelons que des modifications récentes ont été apportées au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* («Tarifs et conditions») : le Transporteur offre maintenant un service de transport ferme de point à point avec des options de réduction conditionnelle¹¹. L'article 15.4 c se lit comme suit :

Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il offrira le service de transport ferme avec la condition qu'il pourra réduire le service avant de réduire un autre service de transport ferme pendant un nombre déterminé d'heures par année ou dans certaines conditions du réseau. [nous soulignons]

En offrant ce type de service, le Transporteur permet d'éviter que les nouveaux besoins de service de transport soient coïncidents avec les autres besoins et ainsi d'éviter la nécessité d'ajouter des équipements coûteux pour satisfaire ces nouveaux besoins. Si le client n'accepte pas une réduction de service, il doit assumer le coût des équipements à ajouter.

D'ailleurs, l'IESO a également une disposition qui lui permet d'interrompre des transactions d'import et d'export si cela est nécessaire pour maintenir la fiabilité de son réseau de transport :

2.3.2 Energy and ancillary service transactions, including import and export transactions, using the IESO-controlled grid shall be subject to dispatch by the IESO:

2.3.2.1 in accordance with the procedures for dispatching generation facilities, dispatchable loads and boundary entities, based on the offers, bids and self-schedules submitted by market participants pursuant to Chapter 7 or in

¹¹ Tarifs et conditions, article 15.4 c;

*accordance with the terms of applicable contracted ancillary services contracts;
and*

*2.3.2.2 in circumstances where the IESO determines that curtailment is necessary to protect the reliability of the IESO-controlled grid or the integrated power system or to prevent injury or damage to persons, facilities or the environment pursuant to Chapter 5.*¹² [nous soulignons]

En ne considérant que les besoins de la charge locale, la réalisation des ajouts au réseau de transport définis au dossier R-3742-2010 permettrait de satisfaire une demande de 45775 MW, soit une demande bien supérieure à celle prévue à l'horizon du plan d'approvisionnements.

Dans ces circonstances, on peut considérer qu'une nouvelle ligne ne serait requise uniquement afin de permettre d'exporter jusqu'à 5135 MW en coïncidence avec la demande de pointe de la charge locale. Le Transporteur a l'obligation de fournir la capacité de transport pour la charge locale. Toutefois, Hydro-Québec n'a pas l'obligation d'exporter jusqu'à 5135 MW, surtout lors de la demande de pointe de la charge locale.

5- Analyse économique

L'analyse économique consiste essentiellement à comparer deux solutions techniques rendant un service équivalent. La solution 1 comprend la construction d'une nouvelle ligne reliant le poste Chamouchouane à la région métropolitaine ainsi que les travaux connexes. La solution 2 comprend l'installation de neuf nouvelles plateformes de compensation série ainsi que les travaux connexes.

Les résultats de la comparaison des deux solutions analysées par le Transporteur sont présentés sommairement au tableau reproduit ci-dessous et de façon détaillée à l'Annexe 4.¹³ Il y a lieu de préciser que cette comparaison a été réalisée en 2009 et reflète donc les conditions de cette époque, notamment pour le coût unitaire des pertes électriques.

¹² http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf.

¹³ B-0019 ou HQT-1, document 1, Annexe 4, pages 4 et 5;

Tableau 3
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

On peut constater qu'en excluant la valeur du différentiel de pertes électriques, les coûts actualisés relatifs de la solution 1 (ligne) sont de 123,6 M\$ plus élevés que ceux relatifs à la solution 2 (compensation série), soit 21,3%. Cependant, cet écart est renversé par la prise en compte du coût des pertes électriques différentielles entre les deux solutions : sur une période de 50 ans, la valeur des pertes électriques s'élève à 873,7 M\$. En fait, la valeur des pertes est plus élevée que la valeur des investissements.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur mentionne qu'il ne lui apparaît pas utile de mettre à jour la comparaison économique. À ce sujet, il mentionne :

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 %. Par rapport à ces premières analyses, et tel que mentionné par le Transporteur en réponse à la question 6.4, le même nombre de plateformes de compensation série serait requis en regard des changements survenus dans le réseau. Les équipements majeurs à installer demeurant les mêmes dans l'exercice de validation, les investissements demeureraient sensiblement les mêmes.

De plus, le coût des pertes électriques évitées a un poids déterminant dans l'analyse économique puisqu'il correspond à plus de 130 % du coût en dollars actualisés des investissements requis dans la solution 1 et l'exercice de validation

a permis de déterminer que les changements survenus dans le réseau n'ont que très peu d'impact sur l'écart de pertes, lequel passe de 117 MW à 100 MW.¹⁴

À une demande spécifique de la Régie de déposer les résultats de la comparaison économique de 2013, sous le même format que les références (ii) et (iii)¹⁵, le Transporteur ne fournit pas cette comparaison en se référant à une réponse qu'il a déjà fournie à la Régie :

R5.1

Comme mentionné à la référence (i), la comparaison des solutions réalisée à la fin de l'année 2013 en regard des changements survenus dans le réseau depuis les premières analyses s'est effectuée sous la forme de simulations de réseaux, et uniquement sous cet aspect. Par conséquent, aucune comparaison économique n'a été produite en 2013. À ce propos, le Transporteur a expliqué en réponse à la question 6.6 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie en quoi il était d'avis que l'analyse économique réalisée en 2009 était robuste en regard des changements survenus dans le réseau, signifiant qu'aucune autre analyse économique n'a été produite puisque, de l'avis du Transporteur, elle n'était pas requise dans le cadre du Projet.¹⁶

Selon l'ACEFO, il est hasardeux de justifier le choix de la solution sur la valeur économique de pertes électriques sur une période de 50 ans sans s'assurer de la solidité des hypothèses retenues pour l'évaluation de ces pertes. En effet, la valeur de ces pertes en dollars actualisés de l'année 2009 peut varier énormément autant en terme technique qu'en terme de coût unitaire et selon les paramètres économique utilisés. Ainsi, l'ACEFO présente une analyse de sensibilité de la valeur économique des pertes électriques en faisant varier les paramètres suivants :

- 1- Pertes de 100 MW au lieu 117 MW, comme cela a été mentionné par le Transporteur¹⁷;
- 2- Évaluation de l'énergie avec un facteur de charge de 60% au lieu de 70%¹⁸. Cette valeur de 60% correspond au facteur d'utilisation des centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec en 2012, incluant Churchill Falls. En effet, le productible historique moyen est de 210,6 TWh¹⁹, et la capacité hydroélectrique installée est de 40553 MW²⁰;
- 3- Coût unitaire des pertes selon celles du dossier R-3893-2014, ce qui correspond aux coûts évités les plus récents;
- 4- Coût unitaire des pertes selon le prix du contrat actuel de 350 MW à partir de l'année 2023. Il est pertinent d'examiner cette possibilité afin d'éviter une augmentation trop brusque à partir de l'année 2023;

¹⁴ B-0028 ou HQT-2, document 1, page 19;

¹⁵ B-0044 ou HQT-3, document 1, page 14;

¹⁶ B-0044 ou HQT-3, document 1, page 14;

¹⁷ B-0028 ou HQT-2, document 1, page 19;

¹⁸ B-0028 ou HQT-2, document 1, page 4;

¹⁹ R-3864-2013, HQD-1, document 3.2 Annexe 5B, page 56;

²⁰ Rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec, page 120;

- 5- Utilisation d'un taux d'actualisation prospectif de 8% et 10%. En effet, les taux en vigueur depuis quelques années sont particulièrement bas, et il serait pertinent de considérer l'impact d'un taux plus élevé, particulièrement pour une période d'analyse de 35 à 50 ans.

Pour chacune de ces évaluations, les valeurs sont présentées pour couvrir une période de 35 ans et une période de 50 ans après la mise en service des équipements et selon un taux d'actualisation de 5,79%, 8% et 10%.

Valeur économique des pertes électriques (K\$2009) selon diverses hypothèses

			cas de base	FC= 60%	coûts R-3893	coûts 350 MW
			cas 1	cas 2	cas 2 et 3	cas 2 et 4
		MW	100	100	100	100
		GWh	448	335	335	335
			K\$	K\$	K\$	K\$
taux act	5,79%	Valeur 35 ans	683 010	526 044	430 780	252 136
		valeur 50 ans	800 101	616 227	520 774	297 287
taux act	8,00%	Valeur 35 ans	450 110	346 668	270 646	164 589
		valeur 50 ans	493 415	380 021	303 929	181 287
taux act	10,00%	Valeur 35 ans	319 933	246 407	184 064	116 002
		valeur 50 ans	337 954	260 287	197 914	122 951

On peut constater que la valeur économique des pertes varie énormément selon les hypothèses considérées. La valeur maximale est de 800 M\$ et correspond aux hypothèses retenues par le Transporteur et la valeur minimale est de 115 M\$.

Étant donné que la valeur des pertes est calculée sur une longue période (de 35 à 50 ans) et que le domaine énergétique est un domaine qui a connu et qui continue à connaître des bouleversements importants notamment quant au prix de l'énergie, il n'est pas possible, selon l'ACEFO, d'être assuré que le coût unitaire des pertes suivra la tendance prévue par le Transporteur. Il en est de même du contexte économique global où les taux d'intérêt sont à des niveaux historiquement bas. Ainsi, il apparaît imprudent de prévoir le maintien d'un tel contexte sur une période de 50 ans.

Pour toutes ces raisons, nous sommes d'avis qu'il demeure risqué de privilégier une solution en se basant sur la valeur des pertes électriques sur une période de 50 ans. La réalisation de la solution 1 encourra des coûts réels plus élevés, alors que les bénéfices résultant d'une diminution des pertes électriques ne sont pas assurés.

L'ACEFO considère donc que la comparaison économique entre les deux solutions ne permet pas de faire un choix raisonnable entre la solution 1 et la solution 2.

6- Justification du projet

Le Transporteur mentionne que le corridor est de la Baie-James se comporte comme un entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane puisque trois lignes entrent dans ce poste, alors que seulement deux lignes en ressortent. Le projet permet de corriger cette situation.

Il ajoute que cette topologie n'était pas problématique jusqu'à ce jour, mais qu'au fur et à mesure que se développe le réseau, les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV. Cette augmentation de transit rend le réseau davantage sensible à certains événements, tels que la perte temporaire (déclenchement) simultanée de lignes à 735 kV au point où la stabilité du réseau est affectée ce qui entraîne une dégradation de son niveau de fiabilité.

C'est dans ce contexte qu'il est requis, selon le Transporteur, de procéder au renforcement du réseau de transport principal.²¹

Dans ses commentaires aux demandes d'intervention, le Transporteur souligne et insiste que le projet a pour objectif de résoudre l'effet entonnoir et que les autres avantages sont des bienfaits collatéraux :

Ainsi, le Transporteur souligne avoir clairement spécifié que « les objectifs du Projet sont donc de répondre aux enjeux décrits plus avant en matière de « planification du réseau ». Cela consiste notamment « à mettre en place une architecture de réseau qui résout l'effet d'entonnoir du réseau à la hauteur du poste de la Chamouchouane ». Lorsque l'intéressé mentionne « le fait que le réseau ne fournit plus, en été, une marge de manoeuvre suffisante », il réfère au volet « exploitation du réseau » et à cet effet, le Transporteur a bien précisé que « 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. » signifiant que le Projet n'a pas pour objectif de résoudre le manque de marge de manoeuvre mais bien que sa réalisation permet, de façon collatérale, de soulager lesdites contraintes.²²

La 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.

²¹ *Ibid.*;

²² B-0011, page 7;

D'ailleurs, le Transporteur mentionne clairement que l'effet entonnoir n'était pas problématique jusqu'à ce jour²³.

De plus, en réponse à une demande de renseignements de l'ACEFO, le Transporteur indique que l'effet entonnoir était préoccupant lors de l'étude d'intégration de la production éolienne de l'A/O 2005-03 et que le renforcement du réseau de transport nécessaire pour l'intégration du projet a consisté en l'ajout de plateformes de compensation série au sud du réseau et de compensateurs statiques, ce qui a été jugé suffisant.²⁴ Ainsi, dans ce dernier cas, les ajouts au réseau ont permis de maintenir la fiabilité du réseau, malgré l'effet entonnoir.

Également en réponse à une demande de renseignements de l'ACEFO, le Transporteur mentionne que les critères de fiabilité considérés dans le projet actuel ne sont pas plus sévères que ceux qui étaient considérés notamment pour l'étude d'intégration de la production éolienne. Or, dans ce dernier dossier (R-3742-2010), la presque totalité des coûts sont de la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle ». En effet, les investissements de cette catégorie s'élèvent à 1 447,5 M\$, alors que les investissements de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service » sont de l'ordre 18,8 M\$.²⁵ Il est à signaler que ces derniers sont reliés à l'intégration locale des Parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré 2-3 et Clermont²⁶ et qu'il n'y a donc aucun coût de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service » concernant les investissements requis pour le renforcement du réseau principal.

Il en a été de même au dossier R-3836-2013 concernant l'intégration de la production des parcs éoliens de l'A/O 2009-02. Dans ce dossier, les renforcements au réseau principal sont requis pour permettre l'intégration des ressources. Sans ces ajouts, l'augmentation du transit sur le réseau principal affecte la stabilité du réseau et entraîne une dégradation de la fiabilité de ce dernier. Le Transporteur a l'obligation d'assurer la robustesse et la stabilité du réseau face aux événements les plus sévères prévus aux critères de conception²⁷. Ainsi, dans ce dossier, la presque totalité des coûts ont été considérés comme des coûts de la catégorie d'investissements « Croissance des besoins de la clientèle » (273,0 M\$ sur un coût total de 281,7 M\$).²⁸

Selon l'ACEFO, il devrait en être de même dans le projet actuel. En effet, le cas échéant, les investissements devraient être dans la catégorie « croissance des besoins de la clientèle », puisque la nécessité de renforcer le réseau est due, selon le Transporteur²⁹, à une augmentation des besoins et non pas au maintien de la qualité du service, les critères

²³ B-0018 ou HQT-1, document 1, pages 9, lignes 24 et 25;

²⁴ B-0034 ou HQT-2, document 4, page 18;

²⁵ R-3742-2010, HQT-1, document 1, page 101;

²⁶ R-3742-2010, HQT-1, document 1, page 78;

²⁷ R-3888-2014, B-0011 ou HQT-3 document 1, page 25;

²⁸ D-2014-045, pages 13 et 14;

²⁹ B-0018 ou HQT-1, document 1, pages 9, lignes 5 à 14;

de fiabilité considérés dans le dossier actuel n'étant pas plus sévères que ceux considérés pour les dossiers antérieurs³⁰.

La seule différence entre le dossier actuel et, par exemple, le dossier R-3842-2010 est que dans ce dernier dossier, les besoins sont clairement identifiés et ont fait l'objet d'une autorisation de la Régie³¹, alors que dans le présent cas, les besoins mentionnés sont de nature différente (ajout de production et services de point à point), incluent différents projets non liés³² et n'ont pas fait l'objet d'autorisation de la Régie ou d'entente avec le Transporteur.

Ainsi, selon la preuve présentée et considérant les dossiers antérieurs, l'ACEFO est d'avis que tous les investissements reliés au projet actuel, le cas échéant, sont de la catégorie «croissance des besoins de la clientèle».

Aussi, à cet effet, nous partageons la compréhension de la Régie lorsqu'elle mentionne que ce sont les additions de production au réseau qui justifient le besoin de la ligne.³³

7- Principe de neutralité tarifaire

Tel que mentionné plus haut, l'ACEFO considère que la preuve du Transporteur ne permet pas de conclure qu'une nouvelle ligne soit nécessaire ni inévitable. Cependant, dans l'éventualité où la Régie autoriserait le projet du Transporteur, le principe de neutralité tarifaire devrait être appliqué.

En effet, dans sa décision D-2002-95, la Régie a défini les principes à retenir pour les ajouts au réseau de transport, notamment pour les ajouts reliés à des demandes de service de point à point et pour des ajouts requis pour les besoins de la charge locale. Elle mentionne que l'impact de ces ajouts devrait être, au pire, neutre pour les clients :

Tel que proposé par le Transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital. La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.³⁴

Ce principe est inclus aux Tarifs et conditions, notamment à l'Appendice J, qui précise la politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport et définit le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau³⁵. De plus, l'article 16.1 de ce même document mentionne que le Transporteur fournira le service de

³⁰ B-0034 ou HQT-2, document 4, pages 3 et 4;

³¹ D-2008-132;

³² B-0028 ou HQT-2, document 1 page 10;

³³ B-0044 ou HQT-3, document 1, page 11, demande 3.5;

³⁴ D-2002-95, page 298;

³⁵ Tarifs et conditions, page 180;

transport de point à point seulement si certaines conditions sont remplies par le client du service de transport, notamment le paiement pour tout ajout au réseau facturable à ce client conformément à l'appendice J mentionné plus haut et la signature d'une convention de service de point à point.³⁶

Aussi, il y a lieu d'appliquer ces modalités au projet de la ligne faisant l'objet de l'autorisation demandée dans le dossier actuel, le cas échéant. La nouvelle ligne serait requise pour satisfaire des nouveaux besoins de façon fiable (section 6 ci-dessus). En effet, le tableau 2³⁷ montre que les besoins pour le présent projet sont plus élevés que ceux des dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011 et que ce sont donc ces nouveaux besoins qui nécessiteraient des nouveaux ajouts au réseau. Sans ces nouveaux besoins, les ajouts mentionnés aux dossiers R-3742-2010 et R-3756-2011 permettent d'assurer adéquatement la satisfaction des besoins comme l'indique la preuve de ces dossiers à la section traitant de l'impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité de chacun de ces dossiers.³⁸

Dans le cas présent, l'application des modalités relatives aux ajouts au réseau de transport doit cependant prendre en considération que, selon le Transporteur, la réalisation de la ligne permet d'éviter des investissements de 160,7 M\$ qui étaient prévus dans le dossier d'intégration de la production des centrales du complexe La Romaine et des investissements de 390,3 M\$ qui étaient prévus dans le dossier d'intégration de la production des parcs éoliens de l'A/O-2005-03. De plus, le Transporteur mentionne qu'un montant d'investissements de 58.7 M\$ est associé à des investissements de la catégorie « maintien des actifs ».³⁹

Ainsi, étant donné que le coût total du projet est de 1 083.41 M\$, il reste une valeur de 473.7 M\$ qui doit être assumée par les clients qui demandent les nouveaux services afin que le principe de neutralité tarifaire énoncé plus haut soit respecté.

Or, la proposition actuelle du Transporteur de considérer les valeurs de 58.7 M\$ et 473.7 M\$ comme étant des investissements de la catégorie « maintien des actifs » et « maintien et amélioration de la qualité du service » respectivement a pour effet de faire porter l'augmentation des revenus requis uniquement sur les clients actuels comme cela est mentionné dans sa preuve :

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 2014.⁴⁰

³⁶ Tarifs et conditions, page 48;

³⁷ B-0028 HQT-2, document 1, page 16;

³⁸ R-3742-2010, HQT-1, document 1, pages 1-2 et 103, et R-3757-2011, HQT-1, document 1, pages 52 et 53;

³⁹ B-0018 ou HQT-1, document 1, page 45;

⁴⁰ B-0018 ou HQT-1, document 1, page 44;

Il est à noter que l'impact sur les revenus requis est calculé pour un montant d'investissements de 532.39 M\$.⁴¹ Nous présentons, en annexe, le calcul pour un investissement de 473.7 M\$. Selon l'analyse de l'impact tarifaire sur 20 ans, les revenus requis totaux relatifs à cet investissement sont de 891 M\$. C'est donc ce montant que les clients actuels du Transporteur auront à assumer sur une période de 20 ans. Il est à noter que la plus grande partie de ce montant serait payé par les clients du Distributeur, car celui-ci assume près de 90% des revenus requis du Transporteur.

Selon l'ACEFO, la charge locale ne doit pas assumer ces revenus requis additionnels, car ils sont causés par des demandes de service de transport de point à point. **Ainsi, si la Régie accueillait la demande de HQT, l'ACEFO recommande de ne pas autoriser que les revenus requis additionnels résultant de la mise en service de la nouvelle ligne soient inclus dans les revenus requis que le Transporteur peut récupérer dans ses tarifs.**

Il n'apparaît pas équitable de demander aux clients du Transporteur d'assumer une partie importante des coûts du projet proposé. 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.

8- Sommaire des conclusions et recommandations

En conséquence de ce qui précède, l'ACEF de l'Outaouais ne croit pas que le projet présenté par le Transporteur soit nécessaire ni inévitable. La présente section est un rappel des principales conclusions et recommandations.

Simulations des besoins

Les éléments exposés à la section 2 permettent de conclure que, suite à la réalisation des travaux prévus au dossier R-3842-2010, ce n'est qu'en 2026-2027 que de nouveaux ajouts au réseau de transport seraient requis, le cas échéant, et uniquement si les besoins de la charge locale et les besoins de point à point prévus présentés au présent dossier se réalisent et si de nouveaux besoins s'ajoutent.

Coïncidence de besoins et absence de nécessité d'une nouvelle ligne

En considérant les caractéristiques des besoins prévus au présent dossier, il appert qu'une nouvelle ligne ne serait requise uniquement afin de permettre d'exporter jusqu'à 5135 MW en coïncidence avec la demande de pointe de la charge locale. Le Transporteur a l'obligation de fournir la capacité de transport pour la charge locale. Toutefois, Hydro-Québec n'a pas l'obligation d'exporter jusqu'à 5135 MW, surtout lors de la demande de pointe de la charge locale.

⁴¹ B-0019 ou HQT-1, document 1, Annexe 6, pages 3 et 5;

Il y a encore trop d'inconnus pour pouvoir affirmer qu'une nouvelle ligne est inévitable ou nécessaire et que la réalisation de la solution 2 ne permettrait que de différer la ligne de quelques années.

Analyse économique

La comparaison économique entre les deux solutions ne permet pas de faire un choix raisonnable entre la solution 1 et la solution 2.

Justification du projet

Si la Régie accueillait la demande du Transporteur, l'ACEFO est d'avis que tous les investissements reliés au projet actuel seraient justifiés, le cas échéant, par une augmentation des besoins du Transporteur et, en conséquence, seraient de la catégorie «croissance des besoins de la clientèle».

Principe de neutralité tarifaire

Si la Régie accueillait la demande de HQT, l'ACEFO recommande de ne pas autoriser que les revenus requis additionnels résultant de la mise en service de la nouvelle ligne soient inclus dans les revenus requis que le Transporteur peut récupérer dans ses tarifs.

ANNEXE : Revenus requis annuels d'un investissement de 473,7 M\$

	amort. linéaire	amort. cumul	actif net	coût de financement	sous-total 1	Entretien & exploitation	sous-total 2	TSP	Total annuel
			473,70						
2018	5,92	5,921	467,78	8,207	14,13	2,0093	16,14	0,00	16,14
2019	23,69	29,61	444,09	25,833	49,52	6,028	55,55	2,57	58,12
2020	23,69	53,29	420,41	24,491	48,18	6,03	54,20	2,44	56,65
2021	23,69	76,98	396,72	23,149	46,83	6,03	52,86	2,31	55,17
2022	23,69	100,66	373,04	21,807	45,49	6,03	51,52	2,18	53,70
2023	23,69	124,35	349,35	20,465	44,15	6,03	50,18	2,05	52,23
2024	23,69	148,03	325,67	19,123	42,81	6,03	48,84	1,92	50,76
2025	23,69	171,72	301,98	17,781	41,47	6,03	47,49	1,79	49,29
2026	23,69	195,40	278,30	16,439	40,12	6,03	46,15	1,66	47,81
2027	23,69	219,09	254,61	15,097	38,78	6,03	44,81	1,53	46,34
2028	23,69	242,77	230,93	13,755	37,44	6,03	43,47	1,40	44,87
2029	23,69	266,46	207,24	12,413	36,10	6,03	42,13	1,27	43,40
2030	23,69	290,14	183,56	11,071	34,76	6,03	40,78	1,14	41,92
2031	23,69	313,83	159,87	9,729	33,41	6,03	39,44	1,01	40,45
2032	23,69	337,51	136,19	8,387	32,07	6,03	38,10	0,88	38,98
2033	23,69	361,20	112,50	7,045	30,73	6,03	36,76	0,75	37,51
2034	23,69	384,88	88,82	5,703	29,39	6,03	35,42	0,62	36,04
2035	23,69	408,57	65,13	4,361	28,05	6,03	34,07	0,49	34,56
2036	23,69	432,25	41,45	3,019	26,70	6,03	32,73	0,36	33,09
2037	23,69	455,94	17,76	1,677	25,36	6,03	31,39	0,23	31,62
2038	17,76	473,70	0,00	0,377	18,14	4,02	22,16	0,10	22,26
somme	473,70			269,94	743,64	120,56	864,19	26,70	890,90
VAN	267,96			180,63	448,59	68,51	517,11	17,51	534,61