

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3742-2010

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

AUTORISATION D'ACTIFS POUR
L'INTÉGRATION D'ÉLECTRICITÉ DE
SOURCE ÉOLIENNE AU RÉSEAU DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
TRANSÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

L'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS D'HYDRO-QUEBEC (TRANSÉNERGIE) POUR LE RACCORDEMENT DE PARCS ÉOLIENS

RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers, ing.

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

Le 26 novembre 2010

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir de TransÉnergie une étude de planification régionale du réseau Matapédia, afin de déterminer si une ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski sera réellement évitée, ceci avant de déterminer s'il y a lieu d'approuver ou non l'investissement de 38,2 M\$ pour le rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup-Rimouski.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir de TransÉnergie la réalisation d'un complément d'étude technico économique sur l'opportunité de réaliser ou non un bouclage Gros Morne vers Montagne Sèche que nous suggérons (sur une distance de 45 km), ceci avant de déterminer s'il y a lieu d'approuver ou non l'investissement en rehaussement de la capacité thermique du circuit L-1601 au coût de 28 M\$ et le nouveau transformateur du poste Goémon de 8,3 M\$.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de s'assurer que les investissements de renforcement au réseau principal de 393,26 M\$ proposés par le Transporteur sont bel et bien occasionnés par l'intégration de la production éolienne de 1936,5 MW au présent dossier et non pas par les 1912 MW supplémentaires d'intégration de la production de La Romaine et de Manic (puissance additionnelle). Dans le cas inverse, la part des investissements qui s'y rapporte devrait être attribuée à ces autres projets d'intégration.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter le Transporteur à développer et lui soumettre, dans un dossier ultérieur, un mécanisme qui permette au Transporteur d'engager des investissements au-delà des besoins stricts des projets présentés à la pièce, mais en les intégrant dans une planification à long terme qui tienne compte de ses autres besoins prévisibles, tant régionalement que sur le réseau principal.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE CADRE DU PRÉSENT RAPPORT	1
2 - LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU MATAPÉDIA POUR L'INTÉGRATION DES PARCS ÉOLIENS DE LAC ALFRED, LE PLATEAU, NEW RICHMOND ET VENTS DU KEMPT	2
2.1 LE REHAUSSEMENT THERMIQUE DES CIRCUITS L2313-14 RIVIÈRE-DU-LOUP-RIMOUSKI (38,2 M\$)	3
2.2 LE REHAUSSEMENT DU CIRCUIT L1601 GOÉMON-COPPER MOUNTAIN (28 M\$) ET LE NOUVEAU TRANSFORMATEUR AU POSTE GOÉMON (8,3 M\$)	9
3 - LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU PRINCIPAL (393,26 M\$).....	14
4 - CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	20

1

LE CADRE DU PRÉSENT RAPPORT

Le soussigné a reçu mandat, de la part de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et de l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, de produire un rapport d'expertise relatif à la demande d'Hydro-Québec Transport (ci-après TransÉnergie ou le Transporteur) pour ses investissements en intégration des parcs éoliens à son réseau de transport, au dossier R-3742-2010 de la Régie de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et à l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* afin que celles-ci puissent le déposer comme faisant partie de leur preuve devant la Régie de l'énergie.

2

LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU MATAPÉDIA POUR L'INTÉGRATION DES PARCS ÉOLIENS DE LAC ALFRED, LE PLATEAU, NEW RICHMOND ET VENTS DU KEMPT

L'intégration de quatre nouveaux parcs en Gaspésie nécessite des travaux de renforcement du réseau Matapédia dont le coût global est de 90,2 M\$.¹ Leur mise en service est prévue à partir de 2011 et s'échelonne jusqu'en 2014.

Ces quatre parcs éoliens (Lac Alfred, Le Plateau, New Richmond et Vents du Kempt), d'une capacité totale de 604 MW, sont assez éloignés de l'extrémité est de la péninsule qui est la partie du réseau beaucoup plus faible.

Au présent chapitre, nous nous demandons si ces travaux sont nécessaires à l'intégration des quatre nouveaux parcs en Gaspésie, s'ils auraient pu être évités ou, à l'inverse sont suffisants pour une bonne planification à long terme du réseau régional de la Gaspésie, en prévoyant une marge de manœuvre suffisante.

Pour répondre adéquatement à ces questions, nous examinons de façon plus spécifique les deux projets principaux proposés par TransÉnergie au réseau Matapédia, soit le rehaussement thermique des circuits L-2313-14 Rimouski-Rivière du Loup ainsi que le rehaussement thermique de la ligne 1601 Goémon-Copper Mountain en les situant dans leur contexte.

¹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-37420-2010, Pièce B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 à cette annexe (Répartition annuelle des coûts d'intégration de 2008 à 2016), 5^e page non numérotée du tableau.

2.1 LE REHAUSSEMENT THERMIQUE DES CIRCUITS L2313-14 RIVIÈRE-DU-LOUP-RIMOUSKI (38,2 M\$)

TransÉnergie demande à être autorisée à effectuer un investissement de 38,2 M\$ pour le rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup-Rimouski.²

L'accroissement de la capacité de transit entre Rimouski et Rivière du Loup est évidemment nécessaire à plus d'un titre. Comme le souligne le Transporteur en page 38 de sa demande :

[L]es risques de surcharge des circuits L2313-14 surviendront lorsque la charge globale à alimenter en Gaspésie sera faible et que tous les parcs éoliens raccordés sur le réseau régional Matapédia seront exploités à puissance nominale. Cette condition de réseau fait en sorte que l'excédent de la production éolienne sera transporté vers le réseau principal, soumettant ainsi le tronçon Rivière-du-Loup–Rimouski à un fort écoulement de puissance. Une surcharge des circuits L2313-14 surviendrait alors suivant la perte d'une ligne adjacente.³

L'éventualité décrite par TransÉnergie dans la citation ci-dessus est en effet tout à fait plausible et peut survenir au moment où le réseau principal serait en difficulté par une perte de production importante soit sur le réseau Manic-Churchill ou à la Baie James, ce qui nécessiterait un apport de puissance important des éoliennes ou de l'interconnexion Eel River (Nouveau-Brunswick-Matapédia) en importation.

Le Transporteur, en réponse à une demande de renseignement de SÉ-AQLPA, a fourni les précisions suivantes sur la problématique de la liaison Rimouski-Rivière du Loup :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 7 (a)

Veillez décrire l'état de la réflexion du Transporteur quant à l'éventualité d'une ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski, son besoin et l'année pour laquelle elle serait prévue.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À S.É.-AQLPA-1. 7 (a)

Le Transporteur, comme convenu avec le Distributeur, conçoit son réseau de transport de façon à pouvoir intégrer au réseau la puissance totale installée des

² HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-37420-2010, Pièce B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 à cette annexe (Répartition annuelle des coûts d'intégration de 2008 à 2016), 5^e page non numérotée du tableau.

³ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0007, HQT-1, Document 1 révisé, le 4 octobre 2010, page 38.

parcs éoliens du présent dossier. Toutefois, une particularité a été retenue par le Transporteur et ce, à la demande du Distributeur. Ainsi, en condition de faible charge sur le réseau, la production des quatre parcs éoliens raccordés sur le réseau Matapédia sera gérée afin de limiter le transit de Rimouski vers Lévis sous la valeur de la perte de puissance en première contingence (PPPC) autorisée. À titre indicatif, cette valeur se situe généralement entre 1 000 à 1 500 MW. S'il avait été convenu de ne pas gérer à la baisse la production des quatre parcs éoliens durant la période de faible charge et ainsi d'excéder la PPPC autorisée, il aurait été requis de convertir les postes Rivière-du-Loup et Rimouski selon le standard BULK. Cela impliquerait l'ajout d'une nouvelle biterne reliant ces deux postes.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 7 (b)

Qu'est-ce qui a amené le Transporteur à ne plus considérer ou à reporter l'éventualité d'une ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski ?

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À S.É.-AQLPA-1. 7 (b)

Le coût d'une telle ligne excéderait les 360 M\$, ce qui est difficilement justifiable.

La question qui se pose consiste donc à déterminer si le projet de ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski sera ou non évité par l'investissement en rehaussement thermique de 38,2 M\$ demandé au présent dossier.

En premier lieu, il nous semble que l'estimation par TransÉnergie, dans sa réponse à la demande de renseignement de SÉ-AQLPA, de 360 M\$ pour le coût d'une ligne biterne additionnelle 315 kV, non située dans une zone de verglas (ZAG), de 100 km de long⁴ dans le corridor Rivière-du-Loup–Rimouski semble exagérée. Ce coût, de **3,6 M\$/km**, semble à première vue incompatible et exorbitant par rapport à celui estimé par le Transporteur pour d'autres lignes, comme on le voit au tableau ci-après :

⁴ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 à cette annexe (Répartition annuelle des coûts d'intégration de 2008 à 2016), 5^e page non numérotée du tableau.

Tableau 2.1
Coûts de lignes estimés par Hydro-Québec TransÉnergie

DESCRIPTION	COÛT PAR KM
Ligne Réseau Matapédia 230 kV biterne dans les zones de ZAG (R 3631-2009 HQT-14, Document 1 Page 12)	de 1 M\$ à 1,3 M\$ (2007)
Raccordement Parc Lac Alfred, ligne 315 kV monoterne, 33 km, coût 37,2 M\$ (R 3742-2010, B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 de cette annexe, tableau)	1,1 M\$/km
Raccordement Parc Clermont, ligne 315 kV monoterne, 13 km, coût 25 M\$ (R 3742-2010, B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 de cette annexe, tableau)	2,0 M\$/km
Raccordement Parc La Seigneurie de Beaupré, ligne 315 kV monoterne, 23 km, coût 36,4 M\$ (R 3742-2010, B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 de cette annexe, tableau)	1,56 M\$/km
Raccordement Parc Rivière du Moulin, 345 kV monoterne, 23 km, coût 33 M\$ (R 3742-2010, B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, Annexe 2 de cette annexe, tableau)	1,4 M\$/km

Rappelons que le 26 janvier 2006, Hydro-Québec déclarait que le coût de cette même ligne de transport entre Rivière-du-Loup et Rimouski, d'une longueur de 100 km, n'aurait été que de 130 M\$ (2006)⁵, soit proche du tiers du coût annoncé maintenant.

Il aurait donc été souhaitable que TransÉnergie, dans sa preuve principale au présent dossier, évalue formellement ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski en tant qu'« *autre solution* » examinée.

Il reste la question de savoir si une ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski sera réellement évitée et, si elle n'est pas évitée, dans quelle mesure le rehaussement thermique de 38,2 M\$ des circuits L2313-14 proposé par le Transport ne deviendra pas une duplication inutile par rapport à la nouvelle ligne.

⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier de l'appel d'offres A/O 2005-03, Compte-rendu de la conférence préparatoire du 26 janvier 2006, Réponse R-9.

Pour ce faire, compte tenu de l'ampleur des investissements prévus selon les diverses solutions, il aurait été souhaitable que TransÉnergie dépose une planification à long terme de ses besoins régionaux et des solutions envisagées, soit selon un horizon de 30 ou 50 ans ce qui correspond à la durée de vie des équipements.

Le 14 octobre 2008, en réponse à une question de SÉ-AQLPA, TransÉnergie indiquait son intention de procéder à une telle étude de planification :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-14 (a)

Quels investissements doivent maintenant être planifiés par le Transporteur dans le réseau Matapédia pour éviter le risque de délestage de production éolienne ? Veuillez spécifier l'échéancier de ces investissements et le coût prévu, notamment afin de déterminer s'il s'agira de projets dont le coût individuel serait supérieur ou inférieur à 25 M\$.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE à S.É.-AQLPA-14 (a)

Suite à l'approbation par la Régie des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2005-3 (dossier R-3676-2008), le Transporteur complétera ses études de planification afin d'optimiser les investissements requis en transport.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-14 (c)

Veuillez indiquer notamment si le Transporteur envisage désormais l'accroissement de la compensation en série dans ce réseau régional. Selon quelles modalités, coûts et échéanciers ?

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE à S.É.-AQLPA-14 (c)

Voir la réponse à la question 14a.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-14 (d)

Est-ce que le Transporteur envisage désormais le doublage de la ligne 15 Rivière-du-Loup-Rimouski ? Selon quelles modalités, coûts et échéanciers ?

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE à S.É.-AQLPA-14 (d)

*Voir la réponse à la question 14a.*⁶

Toutefois, le 2 août 2010, dans la zone Matapédia, TransÉnergie ne signalait avoir réalisé de telle étude de planification régionale que pour Gaspé Nord.⁷

Il nous semble que l'absence d'une étude de planification régionale du réseau Matapédia, incluant le tronçon Rivière-du-Loup-Rimouski constitue un obstacle à une décision éclairée quant à la pertinence d'investir 38,2 M\$ pour le rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup-Rimouski, puisque l'on ignore si une ligne additionnelle Rivière-du-Loup-Rimouski sera réellement évitée et pendant combien de temps, par rapport à la durée de vie des équipements projetés. Il nous semble, à première vue, que le besoin d'une telle nouvelle ligne se manifesterait dès que s'additionneront d'autres parcs éoliens en Gaspésie ou que les échanges avec le Nouveau Brunswick s'accroîtront ce qui est prévisible dans un avenir rapproché. Le potentiel éolien en Gaspésie reste très important avec des facteurs d'utilisation en hiver de près de 50% ; plusieurs projets éoliens locaux sont candidats au nouvel appel d'offres communautaire et autochtone en cours. De plus, le projet éolien additionnel de Murdochville 3 de 54 MW est en cours de redéfinition.⁸ Une étude d'impact pour le projet éolien de Murdochville 4 est également en cours sur OASIS, pour 54 MW additionnels.⁹

⁶ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3669-2008 Phase 1, Pièce B-18, HQT-13, Document 10, pages 9-10, Réponse à la question SÉ-AQLPA-14.

⁷ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3738-2010, Pièce B-1, HQT-3, Document 1, page 11, ligne 2.

⁸ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0016, HQT-4, Document 1, page 10, Tableau en réponse à SÉ-AQLPA-1.7d.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Site OASIS, http://www.oatioasis.com/HQT/HQTdocs/Etudes_dimpact_%2820101125%29.doc (Consulté le 26 novembre 2010), Demande par 3ci, no. 77R (en cours).

Gilles GAGNÉ, *Troisième parc éolien à Murdochville: 3Ci attend une réponse avant de bouger*, Le Soleil, samedi 12 janv. 2008, www.3cienergie.com/openfile.aspx?file=080112_le_soleil.pdf.

⁹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Site OASIS, http://www.oatioasis.com/HQT/HQTdocs/Etudes_dimpact_%2820101125%29.doc (Consulté le 26 novembre 2010), Demande par 3ci, no. 87R (en cours).

Des le premier dossier d'intégration éolien R-3560-2005, le besoin avait été pressenti et le soussigné, dans son rapport d'expertise remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, avait déjà souligné qu'il était loin d'être évident que des petits investissements à la pièce soient nécessaires et suffisants dans le cadre d'une stratégie d'intégration qui serait la plus économique à long terme et qui pourrait comporter la construction d'une nouvelle ligne d'envergure :

UNE NOUVELLE LIGNE D'ENVERGURE

Même si ce n'est pas l'objet de ce projet ni de notre intervention il est difficile de passer sous silence le cul-de-sac évident que constitue la stratégie d'intégration du Transporteur. Le potentiel éolien du bas du fleuve et de la Gaspésie dépasse facilement 3000 MW et la capacité de pénétration à l'énergie éolienne du réseau d'Hydro-Québec dépasse certainement 6000 MW. Dans tous les scénarios de développement durable à long terme qu'on peut envisager sur une période de 15 ans, la solution la plus économique pour Hydro-Québec et la plus profitable pour la région serait probablement de commencer maintenant ce projet d'une nouvelle ligne d'envergure. [...]

*Il est loin d'être évident que la proposition actuelle soit nécessaire et suffisante dans le cadre d'une stratégie d'intégration qui serait la plus économique à long terme.*¹⁰

L'investissement de 38,2 M\$ proposé par le Transporteur pour le rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup-Rimouski serait justifié si une planification régionale établissait que les besoins du réseau Matapédia seront figés pendant les prochains 30 ans et qu'une ligne additionnelle Rivière-du-Loup-Rimouski sera réellement évitée. Or cette démonstration n'est pas faite. En l'absence d'une telle démonstration, l'on ignore si l'investissement en rehaussement thermique ne s'avérera pas être une duplication inutile à long terme et si l'absence de prévoyance ne revient pas à placer le futur développement de la Gaspésie dans un cul de sac.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de requérir de TransÉnergie une étude de planification régionale du réseau Matapédia, afin de déterminer si une ligne additionnelle Rivière-du-Loup-Rimouski sera réellement évitée, ceci avant de déterminer s'il y a lieu d'approuver ou non l'investissement de 38,2 M\$ pour le rehaussement thermique des circuits L2313-14 Rivière-du-Loup-Rimouski.

¹⁰ **Jean-Claude DESLAURIERS (témoin-expert pour Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique – SÉ-AQLPA)**, Dossier R-3560-2005, SÉ-AQLPA-2, Document 1, le 22 juin 2005, page 19.

2.2 LE REHAUSSEMENT DU CIRCUIT L1601 GOÉMON-COPPER MOUNTAIN (28 M\$) ET LE NOUVEAU TRANSFORMATEUR AU POSTE GOÉMON (8,3 M\$)

Le transporteur propose de rehausser la capacité thermique du circuit L-1601 au coût de 28 M\$:

Un rehaussement thermique à 65 Co est requis sur le circuit L1601 à 161 kV. Ce circuit relie les postes Goémon et Copper Mountain sur une longueur de 126 km. Le conducteur est de type HAWK de calibre 477 MCM et est présentement conçu pour être exploité à une température de 49 Co. Le Transporteur précise que le rehaussement thermique permettra d'augmenter la capacité des circuits de 104 MVA à 158 MVA.

*Par ailleurs, le Transporteur mentionne que les risques de surcharges du circuit L1601 surviendront lorsque la charge globale à alimenter en Gaspésie sera faible, que les parcs éoliens raccordés sur l'axe nord du réseau à 230 kV seront exploités à faible puissance (par vent faible par exemple) et que les parcs raccordés sur l'axe sud du réseau à 230 kV seront exploités à puissance nominale. **Il appert que cette condition soumet l'axe sud à un fort écoulement de puissance et soulage du même coup l'axe nord.**¹¹*

Il est assez paradoxal que cette justification présente exactement la situation inverse que celle qui a été invoquée pour la justification du rehaussement thermique de la ligne L-1602 dans le dossier précédent R3631-2007, où TransÉnergie affirmait alors :

*Les études du Transporteur démontrent que les risques de surcharge surviendront en condition de faible charge lorsque les parcs éoliens raccordés sur l'axe sud du réseau à 230 kV seront exploités à faible puissance (par vent faible par exemple) et que les parcs éoliens raccordés au poste Copper Mountain ainsi que les parcs raccordés sur l'axe nord du réseau à 230 kV seront exploités à puissance nominale. **Cette condition soumet l'axe nord à un fort écoulement de puissance et soulage du même coup l'axe sud.** La puissance provenant de Copper Mountain tend donc à se diriger vers l'axe sud en empruntant le circuit 1602.*¹²

Ce paradoxe apparent est facile à comprendre lorsqu'on regarde la situation géographique des nouveaux parcs dont trois sont sur l'axe sud. Mais il n'en demeure pas moins que cette partie

¹¹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0007, HQT-1, Document 1 révisé, le 4 octobre 2010, page 39. Souligné en caractère gras par nous.

¹² **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3631-2007, Pièce HQT-5, Document 1, page 41. Souligné en caractère gras par nous.

de réseau est extrêmement faible. Comme l'explique bien le Transporteur, le nouveau besoin de rehaussement est nécessaire dans la situation actuelle même s'il n'y a pas de nouveaux parcs éoliens dans la partie Est de la péninsule.

Il nous semble toutefois qu'avec l'addition éventuelle de nouveaux parcs dans cette région (les parcs Murdochville 3 et Murdochville 4 en cours d'évaluation de 54 MW chacun et des candidats à l'appel d'offres éolien communautaire et autochtone en cours) ainsi qu'un accroissement prévisible des échanges avec le Nouveau Brunswick, de nouveaux besoins de renforcement seront alors encore plus pressants. Il est alors loin d'être démontré qu'un rehaussement thermique supplémentaire des lignes L-1601 et L-1602 sera encore possible et pourra suffire.

Ici encore, il aurait été souhaitable que TransÉnergie dépose une planification à long terme de ses besoins régionaux et des solutions envisagées, soit selon un horizon de 30 ou 50 ans ce qui correspond à la durée de vie des équipements. Tel que mentionné précédemment, TransÉnergie semble disposer d'une étude de planification régionale pour Gaspé Nord.¹³ Celle-ci n'a toutefois pas été déposée au présent dossier. De plus, ce n'est pas que pour Gaspé nord qu'une telle étude aurait été souhaitable mais pour l'ensemble du réseau régional Matapédia.

Nous ne croyons pas qu'il soit optimal de s'incliner devant l'approche de planification de réseau à la pièce et se résigner aux investissements de 28 M\$ et 8,3 M\$ sans avoir déterminé au préalable si ceux-ci s'inscrivent de façon cohérente parmi ceux qui seront requis pour satisfaire les besoins prévisibles de cette région. À notre point de vue, il faut analyser la situation dans une perspective plus large.

Nous avons déjà examiné les investissements requis au réseau Matapédia pour intégrer les parcs éoliens de 990 MW du premier appel d'offre au dossier R3631-2009. À cette occasion, nous avons fait valoir le besoin d'examiner si un bouclage de la Gaspésie ne deviendrait pas de toute manière requis à long terme, ce qui rendrait inutiles de plus petits investissements à court terme.

Ce bouclage aurait pu être réalisé selon l'une des deux options suivantes :

- Terminer le bouclage de la péninsule en complétant la ligne 230 kV de Gros Morne vers Montagne Sèche (sur une distance de seulement 45 km). Note : cette option est encore possible.

ou

¹³ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3738-2010, Pièce B-1, HQT-3, Document 1, page 11, ligne 2.

- Intégrer les parcs éoliens par une nouvelle ligne double terre 230 kV de Goémon à Copper Mountain (en lieu et place de la ligne côtière alors proposée par TransÉnergie), ce qui aurait permis de boucler vers Montagne Sèche. Note : cette seconde option de bouclage n'est désormais plus possible, vu que la ligne côtière a été acceptée par la Régie et est maintenant construite).

À ce moment, TransÉnergie avait rejeté l'option du bouclage de la péninsule gaspésienne, se limitant à considérer qu'à court terme, des petits investissements à la pièce seraient moins coûteux :

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À S.É.-AQLPA-10 (e)

Entre autres, la section d'environ 45 km comprise entre les postes Gros Morne et Montagne Sèche qui permet de compléter la boucle n'est pas requise pour l'intégration au réseau d'aucun des quatre parcs éoliens avoisinants (soit Mont Louis, Gros Morne, Montagne Sèche et Anse-à-Valleau). Ainsi, les coûts évités par la non-réalisation de cette section sont estimés à plus de 45 M\$, considérant que les coûts de ligne dans cette région particulièrement aride sont estimés à plus de 1 M\$/km.

À ce montant s'ajouterait plusieurs autres coûts tels des départs de lignes et vraisemblablement un poste de transformation afin de raccorder les réseaux 230 à kV et à 161kV. Pour ces raisons, le bouclage ci-haut mentionné a été écarté et seuls les scénarios de raccordement radial des parcs éoliens ont été retenus¹⁴

TransÉnergie ajoutait même :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-13 (i)

Veillez indiquer les avantages de disposer d'une capacité supplémentaire d'intégration éolienne là où il n'y en a présentement pas, dans la partie est de la Gaspésie, compte tenu de la bonne qualité du vent.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À S.É.-AQLPA-13 (i)

Le Transporteur effectue la planification de ses projets en les calibrant en fonction des besoins et sans ajout de capacité supplémentaire pour des projets futurs potentiels. Le Transporteur n'entend donc pas élaborer sur les avantages

¹⁴ HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, Dossier R-3738-2010, Pièce B-11, HQT-16, Document 1, page 18, Réponse à SÉ-AQLPA-10-E.

ou non, de disposer d'une capacité supplémentaire de transport dans des parties de réseau où il n'y en a pas présentement.¹⁵

Certes, un bouclage gaspésien présentait, à ce moment là, des coûts plus élevés comme l'a justement argumenté le Transporteur mais il aurait déjà permis d'éviter les coûts actuellement proposés par TransÉnergie, au présent dossier, pour la deuxième intégration de 604 MW en Gaspésie. Un bouclage aurait certainement permis de dégager une marge de manœuvre et permis une diminution des coûts pour l'intégration des futurs parcs éoliens dans cette région.

C'est ainsi qu'un tel bouclage aurait permis d'éviter les investissements suivants :

- ❑ Dossier R3631-2007 : Rehaussement thermique ligne L-1602 à 6,3 M\$.
- ❑ Dossier R3742-2010 : Possibilité d'éviter le transformateur à Goémon à 8,3 M\$, si un écoulement de puissance démontre que le bouclage permet de l'éviter.
- ❑ Dossier R3742-2010 : Rehaussement thermique L-1601 à 28,0 M\$.
- ❑ Éventuels investissements futurs (intégration de Murdochville 3, Murdochville 4, des parcs éoliens gaspésiens qui seraient issus de l'appel d'offres communautaire et autochtone, besoins de transit en provenance du Nouveau-Brunswick).

Nous croyons que le bouclage gaspésien constitue encore une option qui mérite à tout le moins d'être examinée, selon le premier des deux scénarios mentionnés plus haut, à savoir la complétion de la ligne 230 kV de Gros Morne vers Montagne Sèche sur une distance de 45 km.

Avant d'approuver les propositions du Transporteur en ce qui concerne le rehaussement thermique de la ligne L-1601 et le changement du transformateur au poste Goémon et donc d'engager des coûts importants, il y aurait donc lieu selon nous de demander au Transporteur un complément d'étude technico économique sur l'opportunité de réaliser ou non le bouclage suggéré Gros Morne vers Montagne Sèche. Cette étude permettrait de répondre aux questions suivantes :

- ❑ Quels sont les coûts complets de ce bouclage ?
- ❑ Est-ce que ce bouclage permet effectivement d'éviter le rehaussement thermique de la ligne L1601 et d'éviter le changement de transformateur au poste Goémon ?

¹⁵ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3738-2010, Pièce B-11, HQT-16, Document 1, page 27, Réponse à SÉ-AQLPA-13(i).

- Quelle est la marge de manœuvre que ce bouclage pourrait permettre en ce qui concerne la réceptivité du réseau pour de nouveaux parcs éoliens ou d'autres besoins futurs ?

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de requérir de TransÉnergie la réalisation d'un complément d'étude technico économique sur l'opportunité de réaliser ou non un bouclage Gros Morne vers Montagne Sèche que nous suggérons (sur une distance de 45 km), ceci avant de déterminer s'il y a lieu d'approuver ou non l'investissement en rehaussement de la capacité thermique du circuit L-1601 au coût de 28 M\$ et le nouveau transformateur du poste Goémon de 8,3 M\$.

3

LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU PRINCIPAL (393,26 M\$)

Le Transporteur demande l'autorisation d'investissements de renforcement au réseau principal de 393,26 M\$, considérés comme étant la solution optimale au maintien de la stabilité et de la robustesse du réseau de transport.¹⁶ Le détail de ces coûts se trouve à l'annexe 2 de la preuve principale de TransÉnergie.¹⁷

Ce sont les investissements suivants :

- Ajout d'un banc de compensation série au poste Chénier.
- Ajout d'un banc de compensation série au poste Grand-Brûlé .
- Ajout d'un banc de compensation série au poste Duvernay.
- Ajout d'un compensateur statique à chacun des postes Jacques-Cartier et Bout-de-l'île (futur poste).
- Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série aux postes La Vérendrye Nord, Abitibi Nord et Duvernay.
- Rehaussement thermique des lignes à 735 kV L7005-L7035 Nicolet-Lévis Section de ligne de 2,5 km à partir du poste Nicolet.
- Modifications des protections de lignes à 735 kV aux postes Chénier, Grand-Brûlé, Duvernay, Boucherville, Carignan, Châteauguay, Hertel, Jacques-Cartier, Montérégie et Nicolet.
- Travaux requis en télécommunication.

Compte tenu de l'ampleur des travaux et équipements proposés, on est en droit de se demander comment ceux-ci se justifient-ils en relation avec l'objectif annoncé d'intégration des parcs éoliens.

¹⁶ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0007, HQT-1, Document 1 révisé, le 4 octobre 2010, pages 42 et 90 (tableau 20).

¹⁷ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0005, HQT-1, Document 1, Annexe 2, annexe 2 de cette annexe.

La Transporteur présente sa méthodologie ainsi :

La figure 1 de l'annexe 5 présente le réseau à 735 kV de référence. Ce dernier correspond à l'écoulement de puissance 2012 incluant les projets ayant été planifiés avant le projet d'intégration des parcs éoliens visés par la présente demande. La figure 2 de l'annexe 5 correspond à l'écoulement de puissance de référence auquel la nouvelle production éolienne (1936,5 MW) et les travaux de renforcement connexes ont été ajoutés.¹⁸

La méthodologie est standard. Il s'agit de prendre le réseau à son état initial en début de projet en 2012 d'y additionner les parcs éoliens et d'accroître de façon proportionnel la charge de chaque poste d'une puissance équivalente de 1936,5 MW pour obtenir l'équilibre charge/production.

Tant la Régie que la FCEI se sont préoccupées des détails de l'écoulement de puissance considéré et ont demandé des renseignements pour préciser les paramètres utilisés.

Les réponses du transporteur méritent d'être citées parce qu'elles posent un problème sérieux de méthodologie qui peut invalider les résultats obtenus.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À LA QUESTION 2.1 DE LA RÉGIE

En fait, l'écoulement de puissance illustré à la figure 2 correspond au réseau annuel 2012, auquel ont été ajoutés les projets éoliens (1 936,5 MW) ainsi que les projets planifiés suivants: La Romaine (1 550 MW) et les projets de surpuissance (362 MW). Ceux-ci ont préséance à cet appel d'offres éolien selon l'ordonnancement du tableau des études d'impact affiché sur le système OASIS. La charge a été augmentée proportionnellement sur l'ensemble du réseau jusqu'à l'obtention d'un équilibre entre la production et la charge.¹⁹

¹⁸ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0007, HQT-1, Document 1 révisé, le 4 octobre 2010, page 42.

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0014, HQT-2, Document 1, page 5, Réponse 2.1 à la Régie.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À LA QUESTION 10.2 DE LA FCEI

À la figure 2, tous les parcs éoliens de l'appel d'offres éolien de 2 000 MW sont simulés selon leur puissance installée, soit 1 936,5 MW. La figure 2 inclut également tous les projets planifiés qui ont préséance à l'appel d'offres éoliens de 2000 MW selon l'ordonnancement du tableau d'études d'impact du système OASIS, soit les projets La Romaine (1 550 MW) et le projet de surpuissance (362 MW).

La charge désignée comme besoins supplémentaires a été augmentée proportionnellement sur l'ensemble du réseau et ce, jusqu'à l'obtention d'un équilibre entre la production et la charge.²⁰

Ces réponses nous indiquent donc que l'écoulement de puissance qui a servi à établir les besoins d'équipements pour stabiliser le réseau inclut la production de La Romaine et de Manic (puissance additionnelle) soit un total de 1912 MW. La problématique que ces réponses amènent consiste donc à savoir quels sont les équipements dans la liste proposée qui sont occasionnés par ces 1912 MW supplémentaires et quels sont ceux qui sont requis par l'intégration de la production éolienne du présent dossier.

La problématique soulevée ici est importante et nous avons déjà, au dossier R-3696-2009, soumis des observations concernant la politique d'ajout au réseau pour l'intégration de nouvelles puissances.²¹ Il semblait en effet y avoir une inconsistance de la part du Transporteur dans le traitement des ajouts de puissance sur le réseau.

Dans le passé, il est en effet déjà arrivé que TransÉnergie n'ajoute aucune compensation shunt à la charge (MVAR) sur son réseau en lien avec l'intégration d'équipements de production pourtant importants, reportant ainsi un tel investissement :

²⁰ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0019, HQT-3 Document 1 v.r., page 22, Réponse 10.2 à la FCEI.

²¹ **Jean-Claude DESLAURIERS (témoin-expert pour Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique)**, Dossier R-3696-2009, Pièce SÉ-AQLPA-2, Document 1, pages 7-11.

Tableau 3.1

Mises à niveau du réseau lors de l'intégration de nouvelles productions

Référence	Projet d'intégration de centrales	Puissance (MW)	Ajout compensation shunt à la charge (MVAR)
R-3497-2003 ²²	Toulnustouc	486	345 MVAR J.Cartier
R-3527-2004 ²³	Eastmain 1	480	345 MVAR Hertel
R-3581-2005 ²⁴	Péribonka	385	nil
R-3585-2005 ²⁵	Chutes Allard, Rapide des Cœurs	140	nil
R-3631-2007 ²⁶	Éoliennes Gaspésie	990	345 MVAR Chénier 345 MVAR Hertel
R-3674-2008 ²⁷	Eastman 1A, La Sarcelle	950	nil

De ces investissements passés, nous constatons donc qu'au total il y a donc eu 3361 MW de nouvelle production ajoutée mais seulement un ajout de 1380 MVAR de compensation shunt à la charge.

²² **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3497-2003 (Toulnustouc), Pièce HQT-4, Document 1.

²³ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3527-2004 (Eastmain1), Pièce HQT-4, Document 1 Page 16.

²⁴ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3581 (Péribonka), Pièce HQT-4, Document 1 Page 11.

²⁵ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3585-2005 (Chute Allard et Rapides des Cœurs), Pièce HQT-4 Doc 1, page 12.

²⁶ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3631-2007, Pièce HQT-5, Document 1 Page 25.

²⁷ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3674-2008 (Eastmain 1A (800 MW), La Sarcelle (150 MW)), Pièce HQT-2, Document 1 Page 8.

TransÉnergie affirmait même :

Constat actuel

Au début des années 2000, la marge de transit sur le réseau de transport principal, particulièrement sur les corridors Baie-James, a permis l'intégration de nouvelle production sans toutefois contraindre le Transporteur à ajouter sur son réseau de transport principal des équipements important pour les seuls fins de fiabilité et de qualité de service.²⁸

Il nous semble qu'il s'agissait plutôt d'un défaut de planification, reportant à plus tard des investissements qui auraient dû être prévus en lien avec chacune des intégration de production. Le dossier R-3696-2009, où des équipements ont tardivement dû être ajoutés à titre d'*Améliorations au réseau* pour rétablir la fiabilité du réseau, illustre cette imprévoyance.

À la demande de renseignement de SE-AQLPA 1.2A qui concernait les besoins d'addition au réseau pour l'intégration d'une nouvelle production, le Transporteur affirme que, de façon générale, des équipements additionnels sont toujours requis, contredisant ainsi sa citation qui précède :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT S.É.-AQLPA-1.2 (a)

Quelle est la quantité de MW que le réseau aurait été en mesure d'intégrer sans ajouter de nouveaux équipements pour en assurer la stabilité?

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC TRANS-ÉNERGIE À S.É.-AQLPA-1.2 (a)

De façon générale, aucune puissance additionnelle ne peut être intégrée sur le réseau sans ajouter d'équipement additionnel. Toutefois, toute demande d'intégration de puissance sur le réseau doit faire l'objet d'une étude de réseau afin d'en déterminer les équipements requis.²⁹

Il reste essentiel pour la Régie de s'assurer que tous les projets sont traités sur une base comparable. Il est essentiel au présent dossier de s'assurer que le groupe d'investissements de 397 772 500 \$ proposés par TransÉnergie pour le renforcement du réseau principal est non seulement requis, mais qu'il l'est en raison de l'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres du Distributeur et non en raison de l'intégration la production de La Romaine et de Manic

²⁸ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (TRANSÉNERGIE)**, Dossier R-3696-2009, Pièce B-1, HQT-1, Doc 1 page 12 ligne 1-7

²⁹ **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3738-2010, Pièce B-11, HQT-16, Document 1, Page 4, Réponse à SÉ-AQLPA-1.2 (a).

(puissance additionnelle), auquel cas la part des investissements qui s'y rapporte devrait leur être attribuée.

Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de s'assurer que les investissements de renforcement au réseau principal de 393,26 M\$ proposés par le Transporteur sont bel et bien occasionnés par l'intégration de la production éolienne de 1936,5 MW au présent dossier et non pas par les 1912 MW supplémentaires d'intégration de la production de La Romaine et de Manic (puissance additionnelle). Dans le cas inverse, la part des investissements qui s'y rapporte devrait être attribuée à ces autres projets d'intégration.

4

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le présent dossier illustre, selon nous, que le processus actuel de planification par projet spécifique n'est pas suffisant pour répondre aux besoins à long terme et pour réaliser une véritable planification intégrée qui serait optimale.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inviter le Transporteur à développer et lui soumettre, dans un dossier ultérieur, un mécanisme qui permette au Transporteur d'engager des investissements au-delà des besoins stricts des projets présentés à la pièce, mais en les intégrant dans une planification à long terme qui tienne compte de ses autres besoins prévisibles, tant régionalement que sur le réseau principal.