C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4052-2018

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

INVESTISSEMENT
RELATIF À LA CONSTRUCTION
D'UNE LIGNE À 735 KV ENTRE LES
POSTES MICOUA ET SAGUENAY PAR
HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)
et
ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

LA LIGNE MICOUA-SAGUENAY D'HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT, UN PROJET EXCESSIF

RAPPORT

Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie
Avec la collaboration de Jacques Fontaine, Consultant en énergie

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

Le 9 janvier 2019

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

(Note : Le premier chiffre du numéro des recommandations correspond au numéro du chapitre du présent rapport)

RECOMMANDATION NO. 3-1
NOTION DE* BASE : L'AJOUT *D'UNE CAPACITÉ DE TRANSIT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre note que l'addition d'une nouvelle ligne ou l'addition de compensation série sur une ligne **crée une capacité de transit** en comblant un déficit ou en créant une réserve.

RECOMMANDATION NO. 4-1
L'ABSENCE DE PREUVE QUE LE RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE QUI FONDE LE PRÉSENT PROJET EXISTE VRAIMENT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre note qu'il n'y a au dossier **aucun test de stabilité déposé** et que par conséquent il n'y a **aucune preuve que le risque de stabilité angulaire qui fonde le dossier existe vraiment.**

Le Transporteur aurait au moins dû déposer un test de stabilité qui démontre le risque d'instabilité angulaire sans l'ajout de la ligne Micoua Saguenay (risque que le Transporteur n'avait pas perçu malgré les modifications de charge plus importantes entre 2010 et 2014-2015 ayant précédé la ligne Chamouchouane).

RECOMMANDATION NO. 4-2
L'ABSENCE DE PREUVE QUE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE PROPOSÉE EST CELLE REQUISE POUR LES BESOINS ÉNONCÉS PAR LE TRANSPORTEUR

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre note que le Transporteur **n'a pas quantifié son besoin de transit additionnel** par le dépôt de tests de stabilité successifs réalisés avec des incréments de 200 MW de la production et de la charge.

Or, la capacité de transit de la nouvelle ligne proposée serait de plus de 1500 MW, ce qui est très nettement supérieur aux besoins qui, comme on l'a vu, seraient plutôt de l'ordre de seulement 500-1000 MW selon une évaluation avec les données disponibles. L'alternative d'une saturation de compensation en série sur les 5 lignes existantes (scénario 3) dépasserait également manifestement et très nettement le besoin.

Il n'est **pas crédible** que le Transporteur ait attendu jusqu'à un besoin de capacité de cette ampleur pour présenter le projet actuel d'une nouvelle ligne Micoua-Saguenay. On connait le besoin de nouvelle capacité qui se situe entre 500 MW et 1000 MW ce qui correspond à la variation de charges de la Côte Nord qu'il faut maintenant transporter vers Québec.

Quelle que soit la solution retenue, telle que proposée par le Transporteur, celle-ci **va créer une réserve de capacité importante de beaucoup plus de 1000 MW qui sera éventuellement utilisée pour l'intégration d'une nouvelle production future**. Cette nouvelle production a toutes les chances de provenir d'Hydro-Québec Production et de servir à de nouvelles exportations qui sont les charges les plus contraignantes pour le réseau. En effet les exportations sont généralement au sud-ouest du réseau alors que les futures productions seront au nord-est du réseau et que ces nouvelles productions doivent traverser tout le réseau ce qui est très contraignant en termes de stabilité angulaire et en termes de stabilité de tension. *(La stabilité de tension est plus facile à corriger par de la compensation shunt à la charge ou par un compensateur statique.)*

Est-ce que la catégorie *Maintien et amélioration* (payable par tous les clients) doit servir à des investissements visant à structurer le réseau de transport, en y prévoyant une surcapacité qui bénéficiera à l'intégration d'une ressource ou une charge future ? Si cette interprétation n'est pas la bonne, alors la surcapacité structurante doit être traitée comme un investissement en croissance. Si au contraire, c'est la bonne interprétation la catégorie *Maintien et amélioration*, alors l'on doit s'assurer qu'elle soit équitablement appliquée de manière à bénéficier à d'autres investissements de surcapacité structurante en vue de raccordements d'autres ressources et charges. Nous traitons de cette question ci-après.

RECOMMANDATION NO. 5-1
POUR UNE APPLICATION COHÉRENTE DES RÈGLES EXISTANTES INSCRITES AUX CONDITIONS DE SERVICE QUANT À LA CATÉGORISATION DES INVESTISSEMENTS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie, au présent dossier, d'**appliquer de façon cohérente les règles existantes inscrites aux conditions de service quant à la catégorisation des investissements**. En effet :

- Si un investissement, par sa nature, répond à un **besoin de croissance de charges ou de ressources**, il devrait être alloué à cette fin (avec contribution éventuelle du bénéficiaire), que l'investissement survienne avant, pendant ou même après l'intégration de cette charge ou ressource. Les contrats entre le Transporteur et de tels bénéficiaires devraient être rédigés afin d'y pourvoir, en étant ainsi cohérents avec les conditions de service existantes.

- À l'inverse, si la Régie juge (ce qui est tout à fait défendable aussi) qu'il fait partie de la notion d'investissement en « Amélioration et maintien du réseau » (payable par tous les clients) que de **structurer ce réseau afin d'y prévoir des surcapacités dont bénéficieront des charges ou ressources futures additionnelles**, alors il devrait y avoir une cohérence dans l'application de cette approche, de manière à ce qu'un client (Hydro-Québec Production) ne soit pas l'unique client à en bénéficier. Les autres entreprises ayant des charges ou des ressources à raccorder devraient également pouvoir bénéficier de surcapacités « structurantes » qui leur seraient ainsi offertes par le Transporteur et payées par tous, selon une approche commune équitable.

Nous souhaitons simplement que la même interprétation de la règle soit appliquée à tous, de façon équitable.

RECOMMANDATION NO. 6-1
POUR L'ÉVALUATION D'UNE SOLUTION ALTERNATIVE NO. 3 (COMPENSATION SÉRIE) QUI SOIT RÉALISTE ET ADAPTÉE AUX BESOINS RÉELS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater qu'il n'y a pas vraiment d'avantage économique à la solution 1 Cligne Micoua-Saguenay) par rapport à la solution 3 (compensation en série) si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de 60 %.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater de plus que la version de la solution 3 alternative (compensation série) que décrit le Transporteur dans sa preuve est disproportionnée. Une capacité de compensation série qui serait équivalente à celle de la ligne Micoua-Saguenay dépasse en effet nettement le besoin réel pour sécuriser le réseau d'une instabilité angulaire éventuelle.

Nous recommandons à la Régie de demander plutôt au Transporteur de quantifier avec précision le besoin de capacité additionnelle qui serait nécessaire pour sécuriser le réseau par la compensation série, ceci afin de bâtir un scénario 3 alternatif qui soit plus réaliste, permettant ainsi à la Régie de prendre une décision plus éclairée quant à la demande d'autorisation du projet de ligne Micoua-Saguenay.

RECOMMANDATION NO. 7-1
REJET DE LA DEMANDE D'AUTORISATION

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de **refuser d'autoriser le projet de ligne Micoua-Saguenay proposé par Hydro-Québec TransÉnergie**.

Si celle-ci dépose une **nouvelle demande d'autorisation ultérieure**, elle devra bonifier son dossier en fournissant la preuve et quantifiant l'instabilité angulaire alléguée, en quantifiant son besoin de transit additionnel et en présentant notamment une version de la solution 3 (compensation série) qui soit adaptée à ce besoin. Si le projet vise, tel que nous le constatons, à répondre à un **besoin de croissance prévue de la charge de point à point d'Hydro-Québec Production**, il devrait être catégorisé à cette fin afin qu'une contribution éventuelle aux coûts puisse être obtenue de cette dernière, conformément aux conditions de service.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT 1

2 – MISE EN CONTEXTE : COMBIEN DE FOIS FAUT-IL REMETTRE À NIVEAU LE MÊME RÉSEAU PRINCIPAL DANS LA CATÉGORIE *MAINTIEN ET AMÉLIORATION DU RÉSEAU* ? 2

3 - LA CAPACITÉ DE TRANSIT ET LA STABILITÉ D'UN RÉSEAU 4

3.1 LA CAPACITÉ DE TRANSIT EN RÉGIME STABLE 4

3.2 LA CAPACITÉ DE TRANSIT EN RÉGIME PERTURBÉ 7

3.3 LA LIMITE DE STABILITÉ D'UN RÉSEAU 8

3.4 LA RÉSERVE DE CAPACITÉ DE TRANSIT 10

4 – Y'A-T-IL OU NON UN ACCROISSEMENT DE L'INSTABILITÉ ANGULAIRE JUSTIFIANT LE PROJET MICOUA-SAGUENAY ? 13

4.1 NOTION DE BASE : ÉVALUATION DU GAIN DE CAPACITÉ DE TRANSIT AMENÉ PAR L'ADDITION D'UNE LIGNE 13

4.2 NOTION DE BASE : ÉVALUATION DU GAIN DE CAPACITÉ DE TRANSIT AMENÉ PAR L'ADDITION DE COMPENSATION SÉRIE 14

4.3 LA PROPOSITION INITIALE DU TRANSPORTEUR POUR AUGMENTER LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE RÉSEAU LORS DE L'INTÉGRATION ORIGINALE DE LA CENTRALE LA ROMAINE 22

4.4 POURQUOI LE TRANSPORTEUR N'A-T-IL CONSTATÉ AUCUN RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE SUITE À LA PLUS GRANDE VARIATION DE CHARGE AYANT PRÉCÉDÉE LA CONSTRUCTION DE LA LIGNE CHAMOUCHOUANE—RÉGION MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL (R-3887-2014)? 25

4.5 L'ABSENCE DE PREUVE QUE LE RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE QUI FONDE LE PRÉSENT PROJET EXISTE VRAIMENT 27

4.6 LA GAIN DE CAPACITÉ QUI RÉSULTERAIT DES PROPOSITIONS DU TRANSPORTEUR 28

5 - LES CAUSES DU BESOIN ET LA CATÉGORISATION DES INVESTISSEMENTS 30

6 – POUR L'ALTERNATIVE D'UNE COMPENSATION SÉRIE MIEUX ADAPTÉE AUX BESOINS (UN SCÉNARIO 3 RÉDUIT) 37

6.1 LE COÛT ET L'AMPLEUR DÉMESURÉS DE LA VERSION DE LA SOLUTION 3 ALTERNATIVE QU'A DÉCRITE LE TRANSPORTEUR 37

6.2 LA COMPARAISON AVEC LA SOLUTION 3 (VERSION DU TRANSPORTEUR).....39

6.3 POUR L'ÉVALUATION D'UNE SOLUTION ALTERNATIVE NO. 3 (COMPENSATION SÉRIE) QUI SOIT RÉALISTE ET ADAPTÉE AUX BESOINS RÉELS 41

7 - CONCLUSION..... 43

1

LE MANDAT

L'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* ont requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif à certains aspects de l'investissement d'Hydro-Québec TransÉnergie (ci-après *« HQT » ou « le Transporteur »*), tels que présentés dans sa demande d'autorisation du projet de construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et Saguenay au dossier R-4052-2018 de la Régie de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à nos clientes afin de pouvoir être déposé en preuve par elles dans ce dossier.

2

MISE EN CONTEXTE : COMBIEN DE FOIS FAUT-IL REMETTRE À NIVEAU LE MÊME RÉSEAU PRINCIPAL DANS LA CATÉGORIE *MAINTIEN ET AMÉLIORATION DU RÉSEAU* ?

Au présent dossier R-4052-2018, le Transporteur propose la construction d'une ligne supplémentaire entre les postes Micoua et Saguenay au coût de 792,8 M$ pour sécuriser le réseau. Il affirme que le réseau serait devenu vulnérable à certains défauts et pertes de lignes qui nécessitent cet investissement pour respecter ses critères de planification du réseau en accord avec les normes approuvées par la Régie et conformes au NERC et au NPCC. Le Transporteur propose de classer cet investissement dans la catégorie *Maintien et amélioration du réseau*, à titre de mise à niveau du réseau.

En premier lieu, la question que la Régie doit se poser consiste à déterminer si cet investissement est vraiment nécessaire puisque, à la face même du dossier, les simulations de réseau du Transporteur démontreraient que le réseau peut devenir instable à la suite d'un défaut triphasé avec perte de ligne. Mais la question la plus importante consiste à déterminer pourquoi la fiabilité du réseau se serait prétendument dégradée au point de nécessiter cet investissement dans la catégorie *Maintien et amélioration du réseau*, plutôt que dans la catégorie *Croissance*.

(Le Transporteur a analysé deux autres solutions pour conclure que la construction de la ligne est la plus économique; la dernière section du rapport sera consacrée à cette question.)

C'est la quatrième fois que le Distributeur se présente devant la Régie avec une requête de cette nature, à savoir une demande d'autorisation d'investissements majeurs dans la catégorie *Maintien et amélioration du réseau*, sur l'architecture centrale de son réseau (« le réseau Bulk »). La première fois, c'était en 2009 pour le dossier R-3996-2009 avec un coût de 259,8 M$ sur de nombreux postes et lignes (dont les postes Chamouchouane et Micoua). [1] La deuxième fois, c'était en 2014 dans le cadre de la construction du projet de la ligne reliant le poste de Chamouchouane à la région de Montréal au dossier R-3888-2014 (avec des travaux connexes notamment au poste Saguenay) avec un coût de 1134,5 M$. [2] La troisième fois a été

---

1 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3696-2009, Pièce B-1, HQT-3, Document 1.

2 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3887-2014, Pièce B-0018, HQT-1, Doc. 1 révisée.

le projet de compensateur du poste Bout de l'Île, dans l'Est de Montréal de 44,1 M$ au dossier R-3890-2014, ce projet étant connexe à la nouvelle ligne de Chamouchouane vers Montréal. [3] Le projet actuel d'une ligne supplémentaire entre les postes Micoua et Saguenay de 792,8 M$ constitue la quatrième fois que le Transporteur souhaite effectuer une mise à niveau majeure pour accroitre la capacité de transit de son réseau principal.

On peut présumer qu'en 2009 au dossier R-3996-2009, il visait à s'assurer que sa mise à niveau de 259,8 M$ positionnerait le réseau dans un état de parfaite sécurité et de parfait respect des critères de conception et des normes. Pourtant, cinq ans plus tard en 2014 pour la construction de la ligne de Chamouchouane au dossier R-3887-2014, il a attribué un montant de 490,7 M$ à la catégorie *Maintien et amélioration du réseau* sur un coût total de 1134,5 M$ à une autre mise à niveau, en complétant le tout d'un compensateur au poste Bout de l'Île pour 44,1 M$ au dossier R-3890-2014.

Combien de fois faut-il remettre à niveau le même réseau principal dans la catégorie *Maintien et amélioration du réseau* ?

Que se serait-il donc passé pour amener une telle prétendue dégradation du réseau de 2009 à 2014 et maintenant de 2014 à 2018, afin de justifier des investissements successifs de de 259,8 M$, puis de 490,7 M$ plus 44,1 M$ et maintenant de de 792,8 M$ remettre à niveau le même réseau principal dans la catégorie *Maintien et amélioration du réseau* ?

[3] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3890-2014, Pièce B-0004, HQT-1, Doc. 1.

3

LA CAPACITÉ DE TRANSIT ET LA STABILITÉ D'UN RÉSEAU

3.1 LA CAPACITÉ DE TRANSIT EN RÉGIME STABLE

Selon le Transporteur, le réseau principal serait maintenant de nouveau à risque, malgré les investissements majeurs déjà réalisés aux trois dossiers cités ci-dessus depuis 9 ans. Voici comment il exprime cette situation.

> *Le comportement dynamique du réseau de transport peut être classé en **deux grandes catégories de phénomènes** se produisant à la suite des événements.*
>
> *Lorsque les variations de tension et de fréquence causées par ces phénomènes ne sont pas contenues à l'intérieur des limites définies par les critères de conception du réseau, le réseau se retrouve en état d'instabilité, ce qui peut potentiellement causer des pannes générales.*
>
> ***En premier lieu**, le Transporteur identifie les phénomènes d'oscillations de tension et de puissance, que l'on appelle également **stabilité angulaire**. Ces phénomènes sont très rapides, de l'ordre de quelques cycles à quelques secondes, et peuvent ultimement causer la perte de synchronisme de centrales.*
>
> *Ces phénomènes sont principalement observés à la suite des événements survenant dans la partie nord du réseau de transport, près des centrales.* [4]

[4] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0032, HQT-3, Document 1.1, réponse 2.1 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, page 8. Souligné en caractère gras par nous.

Nous distinguons ci-après la stabilité de tension et la stabilité angulaire d'un réseau.

La **stabilité de tension** qui a provoqué la première mise à niveau en 2009 au dossier R-3996-2009 est un phénomène lent qui peut être corrigé de plusieurs façons en injectant dans le réseau des soutiens de tensions comme les condensateurs shunt ou les compensateurs statiques.

La **stabilité angulaire** au contraire est directement liée à la capacité de transit, elle est plus difficile à saisir et mérite quelques explications.

Quant à cette stabilité angulaire, l'équation de transfert de la puissance sur un réseau électrique est représentée par l'équation suivante qui est très simple:

P = (Vs x Vr x SIN Θ) / X_L

où : P : puissance transférée en MW
VS : Voltage à la source en kV
VR : Voltage à la réception en kV
SIN Θ : Sinus de l'angle entre les phaseurs de la source et de la réception
XL : Impédance longitudinale de transfert entre les deux bouts du réseau en ohms

Sous forme graphique, il s'agit d'une courbe telle que montrée ci-après :

Graphique de référence no. 3 [5]

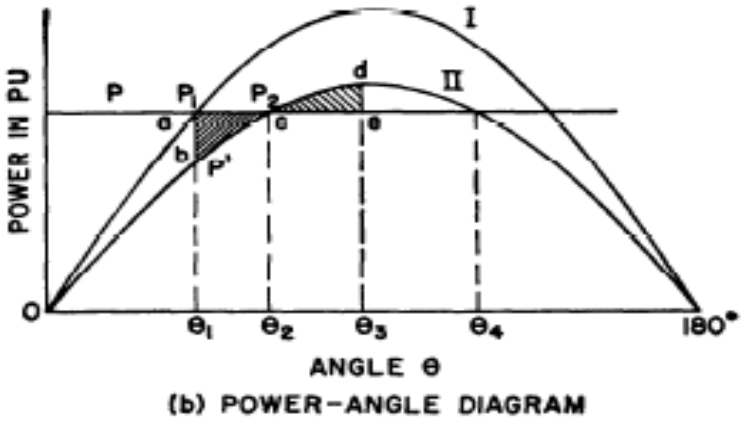


Fig. 6—Power-angle diagram for analyzing transients due to switching operations.

Pour pouvoir garder le synchronisme entre les alternateurs et la charge, il faut que le réseau demeure en tout temps dans un point d'opération entre 0 degré et 90 degrés. Au-delà de cette

5 **ABB, ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION**, Reference Book, disponible à http://www.techbooksyard.com/download/?file=5817, Chapter 13, page 437

valeur de 90 degrés, les alternateurs et les charge perdent leur synchronisme et le réseau devient instable et susceptible de s'effondrer. Dans cette situation il y perte de stabilité angulaire tel que l'a mentionné le Transporteur dans sa citation ci-dessus.

Le graphique de référence No. 3.1 ci-dessus montre ce qui se passe lors du déclenchement d'une ligne de transport. La puissance à transporter est identifiée P et le point d'opération du réseau est identifié P1, avant le déclenchement le réseau est exploité avec le décalage angulaire Θ_1. Lors du déclenchement de la ligne l'impédance longitudinale de transfert est augmentée par la perte de cette ligne de sorte que pour pouvoir transférer la même puissance P le nouveau point d'opération du réseau devient P_2.

Ce graphique nous indique donc que, lors d'une ouverture de ligne, il y a déplacement du point d'opération du réseau. Pour transporter la puissance P, le point d'opération du réseau doit se déplacer du point P_1 au point P_2 puisque le déclenchement a augmenté l'impédance de transfert longitudinale créant une nouvelle courbe inférieure à la précédente et l'angle d'opération du réseau s'est déplacé de **Θ_1 à Θ_2.**

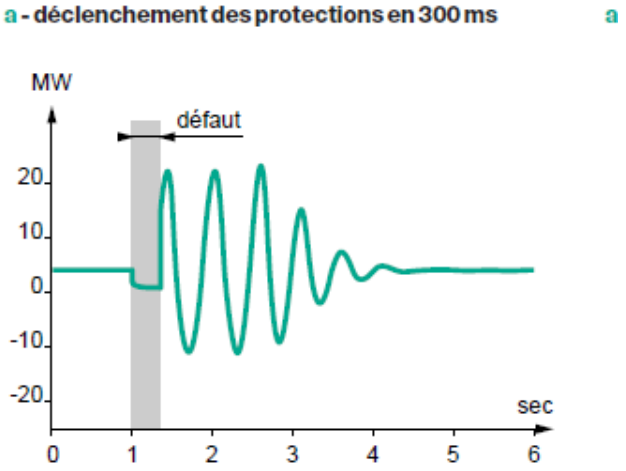
Ce déplacement du point d'opération amène celui-ci plus près de 90 degrés qui situe le point d'instabilité du réseau parce qu'à ce moment-là, le couple de retenue (*« retaining couple »*) qui lie la charge aux alternateurs devient nul et il y risque de perte de synchronisme.

C'est une situation qu'il faut éviter non seulement en régime stable mais particulièrement en régime perturbé, ce que nous analysons dans les prochaines sections.

3.2 LA CAPACITÉ DE TRANSIT EN RÉGIME PERTURBÉ

Le graphique suivant illustre la dynamique du réseau lorsque survient un défaut ou un court-circuit sur le réseau.

Graphique no-3.2 Oscillation de puissance suite à un défaut [6]



Ce graphique typique illustre les oscillations de puissance suite à un défaut ou un court-circuit. Lorsque survient un défaut ou un court-circuit triphasé qui se situe au milieu du réseau (comme au poste Chamouchouane), aucune énergie ne peut plus passer puisque la tension à ce point devient nulle, c'est le cas le plus sévère. À ce moment-là, les alternateurs accélèrent puisque la puissance mécanique des turbines est toujours présente alors que la puissance électrique ne peut sortir de l'alternateur. En contrepartie la charge ralentit puisque la puissance électrique n'arrive plus. Il s'agit évidemment d'un choc important et, au moment où le défaut est éliminé, il se produit une oscillation de puissance importante telle qu'illustrée.

[6] **GROUPE SCHNEIDER**, Cahier Technique no 185, Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels, Juin 1997, http://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Dynamic_stability_of_industrial_electrical_networks.pdf

3.3 LA LIMITE DE STABILITÉ D'UN RÉSEAU

Le réseau doit donc être suffisamment robuste pour servir la charge et tenir compte des évènements fortuits comme les déclenchements et les défauts, c'est ce que le Transporteur a présenté dans sa preuve.

Suite à un défaut avec le déclenchement d'une ligne, si on superpose les deux graphiques précédents en appliquant des oscillations de puissance sur le déplacement du point d'opération du réseau, on constate que la limite de stabilité qui se situe à 90 degrés peut facilement être atteinte si l'on ne conserve pas une certaine marge de sécurité en puissance, donc une certaine réserve en puissance.

En général, l'on ne voudra pas opérer un réseau à un angle supérieur à 65 degrés, ceci afin de ne pas atteindre 90 degrés lors de perturbations et de déclenchements. En regardant la valeur de la fonction sinus dans l'équation de transfert de la puissance, on constate qu'un angle de 65 degrés donne une réserve en puissance d'approximativement 10 % puisque le sinus de 65 degrés a une valeur de 0,906.

Tableau 3.3 Valeur de la fonction sinus

Valeur	Angle
0,866	60
0,906	65
0,94	70
0,966	75
0,985	80
0,996	85
1	90

Cette marge de jeu de 35 degrés (ou 10 %) permet aux oscillations de puissance de s'amortir sans dépasser la valeur critique de 90 degrés.

Suite à une telle perturbation et à un déclenchement de ligne, c'est la stabilité angulaire qui est en cause comme l'illustre les graphiques proposés et comme l'a exprimé le Transporteur à sa réponse 2.1 à la demande de renseignements no.1 de la Régie :

> *En premier lieu, le Transporteur identifie les phénomènes d'oscillations de tension et de puissance, que l'on appelle également **stabilité angulaire**. Ces phénomènes sont très rapides, de l'ordre de quelques cycles à quelques secondes, et peuvent ultimement causer la perte de synchronisme de centrales.*

> *Ces phénomènes **sont principalement observés à la suite des événements survenant dans la partie nord du réseau de transport, près des centrales**.* [7]
>
> *Le projet de ligne Micoua-Saguenay et le projet de la Chamouchouane – Bout-de l'Île répondent à des besoins différents. Le projet de ligne Micoua-Saguenay vise à résoudre une problématique de **stabilité angulaire**, alors que le projet de Chamouchouane – Bout-de-l'Île vise essentiellement à résoudre un problème de **stabilité de tension**.* [8]

Il n'y a pas de valeur fixe à la limite de stabilité angulaire et subséquemment il n'y a pas de valeur fixe à la capacité de transfert acceptable sur un réseau. Conséquemment il y a toujours une réserve de capacité; mais pour savoir si celle-ci est suffisante pour rencontrer les exigences de fiabilité, l'on doit systématiquement effectuer des tests de stabilité. Le programme d'ordinateur qu'utilise le Transporteur à cette fin est le programme PSS/E de Siemens dans lequel tous les éléments du réseau sont modélisés avec leur système de régulation de vitesse et de tension pour les alternateurs et les régulateurs de tension des compensateurs statiques, des compensateurs synchrones et des convertisseurs à courant continu.

En conclusion, comme il s'agit d'un système dynamique en perpétuel mouvement et en perpétuel changement, l'ambition de vouloir calculer une réserve de capacité avec des caractéristiques déterministes n'est pas un exercice facile. Cependant cette réserve existe et il est possible de la quantifier approximativement en effectuant systématiquement des tests de stabilité.

Malheureusement le Transporteur n'a pas présenté de test de stabilité pour prouver son affirmation au présent dossier à l'effet que le réseau serait à risque d'instabilité angulaire.

---

7 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0032, HQT-3, Document 1.1, page 9. Souligné en caractère gras par nous.

8 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0032, HQT-3, Document 1.1, page 10. Souligné en caractère gras par nous.

3.4 LA RÉSERVE DE CAPACITÉ DE TRANSIT

La question de savoir si le fait de construire une nouvelle ligne peut procurer au réseau une réserve de capacité de transit qui pourrait être utilisée par de clients futurs est très pertinente puisque cette réserve caractérise directement la catégorie d'investissement dans laquelle il faut classer tout projet de développement du réseau.

Cette réserve servira éventuellement à des augmentations de charge et/ou à l'intégration de nouvelle production.

Cette question mérite donc une attention particulière et avait d'ailleurs déjà été abordée lors des audiences du dossier R-3888-2014, Phase 2B (Chamouchouane). Les affirmations du représentant du Transporteur Me Dunsbury à ce sujet étaient alors très étonnantes :

> *Le Transporteur entend également réaffirmer le caractère purement* ***accessoire et local*** *de toute réserve résiduelle de capacités liée à une solution optimale, si tant est qu'une telle réserve pouvait exister. Faire également référence de nouveau au fait, et ce n'est pas un fait sans importance, que le coût marginal de ces réserves de capacités, lorsqu'elles existent localement, est nul.* [9]

Cette affirmation est contredite par l'équation de la puissance transférée sur un réseau que nous avons citée plus haut, à savoir ; **P = (Vs x Vr x SIN Θ) / XL.**

En effet, lorsqu'une nouvelle ligne est construite ou lorsqu'un banc de compensation série est ajouté, cela a pour effet de diminuer la réactance longitudinale XL. L'effet de cet ajout ne peut donc pas être *« accessoire et local »* sur un réseau principal; il s'agit là d'une affirmation aberrante.

Dans le présent dossier R-4052-2018 de la ligne Micoua-Saguenay, le Transporteur n'a pas quantifié la puissance additionnelle requise pour assurer la sécurité du réseau (ou en corollaire, basé sur le graphique de la stabilité, de quel angle SIN Θ il faudrait améliorer le point d'opération du réseau à la pointe de charge).

Dans le présent dossier de la ligne Micoua-Saguenay, le Transporteur a reçu de nombreuses questions sur cette réserve de capacité, en particulier par la Régie. On peut trouver des éléments d'information à la réponse 4.1 de la demande de renseignements no.1 de la Régie. Cette réponse du Transporteur est beaucoup plus précise et donne une indication non

---

[9] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3888-2014, Phase 2B, Pièce A-0076, n.s du 11 septembre 2018, page 15, lignes 10-17. Souligné en caractère gras par nous.

seulement qu'il y a une réserve de capacité, mais fourni aussi quelques données pour la quantifier.

> ***Pour qu'il y ait une réserve de capacité sur le réseau, il faut que celui-ci ait à lui seul la possibilité d'intégrer une nouvelle source de production et d'acheminer l'énergie de celle-ci vers la demande sans avoir à ajouter d'équipements au réseau de transport et tout en respectant les critères de conception du réseau****. Le Transporteur souligne que de telles demandes d'intégration de production sont présentes dans la séquence des études d'impact sur le site OASIS du Transporteur : les demandes 197R (Parc éolien Lévesque, 200 MW) et 215R (Accroissement de puissance de la centrale SM-3, 440 MW). L'étude 197R a été complétée par le Transporteur.* ***Dans ce cas, il serait possible d'intégrer cette demande sans ajout sur le réseau de transport à 735 kV*** *avec la présence du Projet et de tous les autres projets qui le précèdent, comme par exemple la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île ou encore l'addition de plateforme de compensation série aux postes Micoua et de la Manicouagan.*
>
> *L'étude 215R n'a pas été complétée par le Transporteur. Toutefois, les analyses préliminaires du Transporteur montrent qu'il serait entre autres requis d'ajouter de la compensation série sur la nouvelle ligne Micoua-Saguenay pour permettre l'intégration de cette puissance supplémentaire pour maintenir la fiabilité du réseau.* [10]
>
> *Le Projet pourrait dégager une certaine capacité locale au corridor Manicouagan-Québec, mais il ne permettrait pas à lui seul d'intégrer les demandes 197R et 215R.* [11]

Dans l'étude 197R terminé le 2017 08 17, le Transporteur nous dit qu'il pourrait intégrer 200 MW sur le réseau de la Côte Nord sans faire d'ajout. **Ce 200 MW constitue donc la valeur de la réserve de capacité disponible au moment où cette étude a été faite**. Dans l'étude 215-R le Transporteur nous dit que l'addition de puissance de 440 MW à Sainte Marguerite demanderait l'ajout d'un banc de compensation série sur la ligne Micoua-Saguenay. Il faut donc conclure que, **dans les conditions de cette dernière étude, s'il y a une réserve de capacité, celle-ci est inférieure à 440 MW**.

Il est très évident que le but de la construction d'une nouvelle ligne est d'amener de l'énergie et de la puissance à partir du point source jusqu'à un point de réception.et que ceci crée toujours

---

10 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0032, HQT-3, Document 1.1, page 14, Lignes 20-29. Souligné en caractère gras par nous.

11 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0032, HQT-3, Document 1.1, page 14.

une capacité additionnelle, qui peut être importante. La prochaine section du présent rapport essaiera de quantifier le gain de capacité lors d'ajout de ligne ou lors d'ajout de bancs de compensation série.

Il existe sur le réseau, à l'occasion, des réserves de capacité importantes. Hydro-Québec TransÉnergie confirme que de telles réserves existent sur le réseau et qu'elle les utilise effectivement pour favoriser certains projets d'intégration de centrales :

2.2 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 importants** pour les seules fins de fiabilité et de qualité de service.* [12]

RECOMMANDATION NO. 3-1
NOTION DE* BASE : L'AJOUT *D'UNE CAPACITÉ DE TRANSIT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre note que l'addition d'une nouvelle ligne ou l'addition de compensation série sur une ligne **crée une capacité de transit** en comblant un déficit ou en créant une réserve.

[12] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3696-2009, Pièce B-1, HQT-1, Doc 1, page 12, lignes 1-7. Souligné en caractère gras par nous.

4

Y'A-T-IL OU NON UN ACCROISSEMENT DE L'INSTABILITÉ ANGULAIRE JUSTIFIANT LE PROJET MICOUA-SAGUENAY ?

4.1 NOTION DE BASE : ÉVALUATION DU GAIN DE CAPACITÉ DE TRANSIT AMENÉ PAR L'ADDITION D'UNE LIGNE

À partir d'un modèle extrêmement simple, l'on peut effectuer une évaluation très approximative de la capacité de transit additionnelle qu'une nouvelle ligne peut apporter.

Supposons le modèle de réseau suivant :

Le réseau total en pointe à une puissance de 42 000 MW
Le réseau Baie James a 20 000 MW de production
Le réseau Côte-Nord a 12 000 MW de production
Il y a 10 000 MW de production répartie partout ailleurs

C'est le réseau de la Côte Nord qui nous intéresse ici, avec ses 12 000 MW.

Présumons que, entre Manicouagan et Québec il y a 5 lignes en parallèle sans compensation série, ayant chacune 262 km, comme la nouvelle ligne proposée, avec une impédance de 0,32 ohm/km. Chaque ligne a donc une impédance longitudinale Xl de 83,8 ohms et la mise en parallèle de ces cinq lignes donne une impédance de transfert Xl de 16,77 ohms. Cette impédance de transfert est donc le principal facteur qui détermine la capacité de transit entre ces deux points.

Pour augmenter la capacité de transit, il faut donc diminuer la valeur de cette impédance de transfert soit en additionnant une nouvelle ligne en parallèle pour faire 6 lignes ou soit en ajoutant des bancs de condensateurs en série dans la ligne (c'est ce que l'on appelle de la compensation série).

Dans le scénario que nous avons envisagé, il y a 5 lignes entre Manicouagan et Québec, sans compensation série, de sorte qu'on peut augmenter la capacité de transit en additionnant une nouvelle ligne en parallèle avec les 5 autres, ce qui aura pour effet de diminuer l'impédance de transfert Xl.

En supposant l'ajout d'une nouvelle ligne avec une impédance de 83,8 ohms identique aux autres, l'impédance globale de transfert devient alors de 13,97 ohms. L'impédance globale de transfert est diminuée de 2,79 ohms ce qui représente une diminution relative de 16,66 %. Cette diminution de l'impédance de transfert correspond à un accroissement de capacité de transit entre Micoua et Québec de 16,6 %. *(Note : nous sommes bien conscients que ce modèle n'est pas exact parce que les lignes actuelles sont compensées en série et que par conséquent leur impédance est plus faible que ce qui a été supposé et calculé de sorte que le gain relatif de la nouvelle ligne sera plus faible que 16,6 %.)*

4.2 NOTION DE BASE : ÉVALUATION DU GAIN DE CAPACITÉ DE TRANSIT AMENÉ PAR L'ADDITION DE COMPENSATION SÉRIE

Faire de la compensation série consiste à ajouter des bancs de condensateurs en série dans la ligne de transport. L'effet de ces bancs de condensateurs est de compenser l'impédance longitudinale de la ligne réduisant d'autant l'impédance de transfert, ce qui a pour résultat d'augmenter la capacité de transfert de cette ligne.

Il y a cependant une limite à la capacité de compensation qui peut être incorporée dans une ligne à cause des limites imposées par les systèmes de protection de ligne qui mesure l'impédance entre le disjoncteur de ligne et un défaut éventuel. Habituellement on reconnait que la valeur Xc des condensateurs de devrait pas dépasser 45 % de la valeur de l'impédance longitudinale de la ligne. Il est d'usage d'exprimer le degré de compensation d'une ligne en pourcentage, pourcentage (%) qui représente le ratio de l'impédance du banc de condensateur sur l'impédance de la ligne. L'impédance de transfert de la ligne devient alors Xl-Xc. Ce résultat est illustré par le graphique suivant.

Graphique 4.2 Capacité de transfert d'une ligne compensée série [13]

ing (E_R) voltages. With a series capacitor, the expression for power transfer is

$$P = \frac{E_S E_R}{X_L - X_C} \sin \beta \qquad (20)$$

Therefore, for a given phase-angle difference between the voltages, the power transfer is greater with a series capacitor. Thus by making possible a greater interchange of power, the normal load transfer and the synchronizing power flowing during transient conditions are increased, thereby helping stability. This is illustrated in Fig. 35,

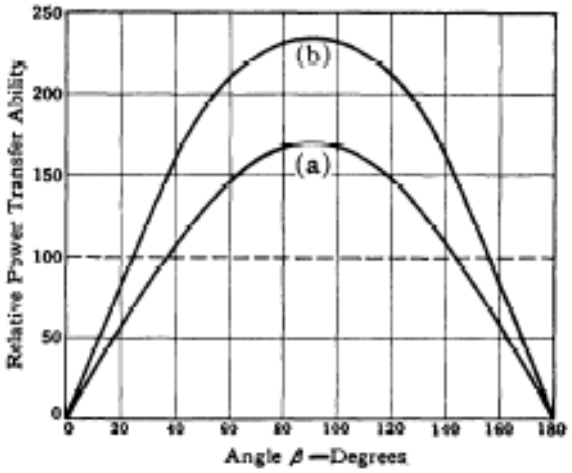
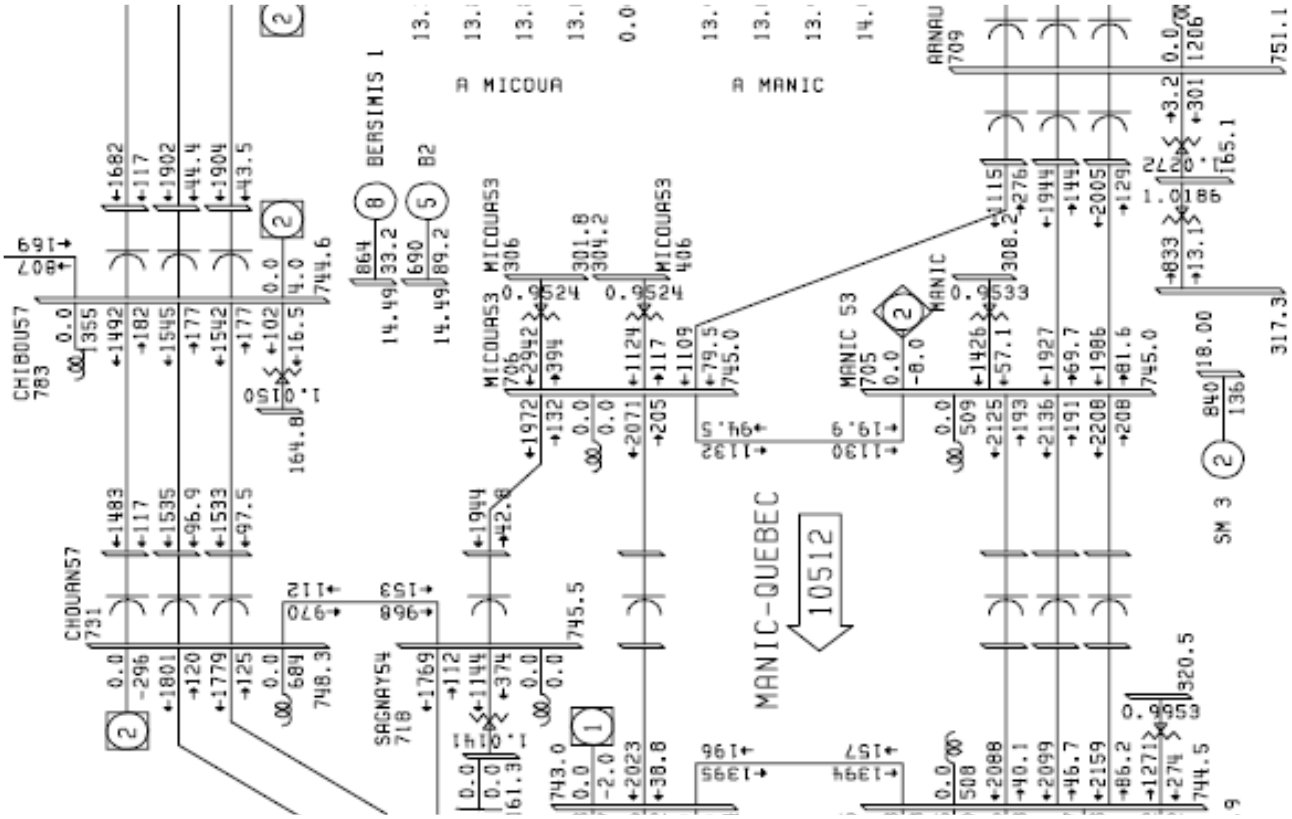


Fig. 35—The power-transfer ability of a tie feeder may be increased from curve (a) without series capacitors, to curve (b) with series capacitors.

Pour essayer d'évaluer le gain de capacité de transit amené par l'addition de bancs de condensateurs en série, on peut se référer à une étude du Transporteur intitulée *Évaluation des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal* Cette étude a été publiée par le Distributeur dans le plan d'approvisionnement R-3470-2002; on y trouve plusieurs écoulements de puissance qui décrivent le résultat de l'addition d'une nouvelle production de 1000 MW dans divers postes du réseau de transport. Le réseau étudié était alors le réseau de pointe 2005-2006.

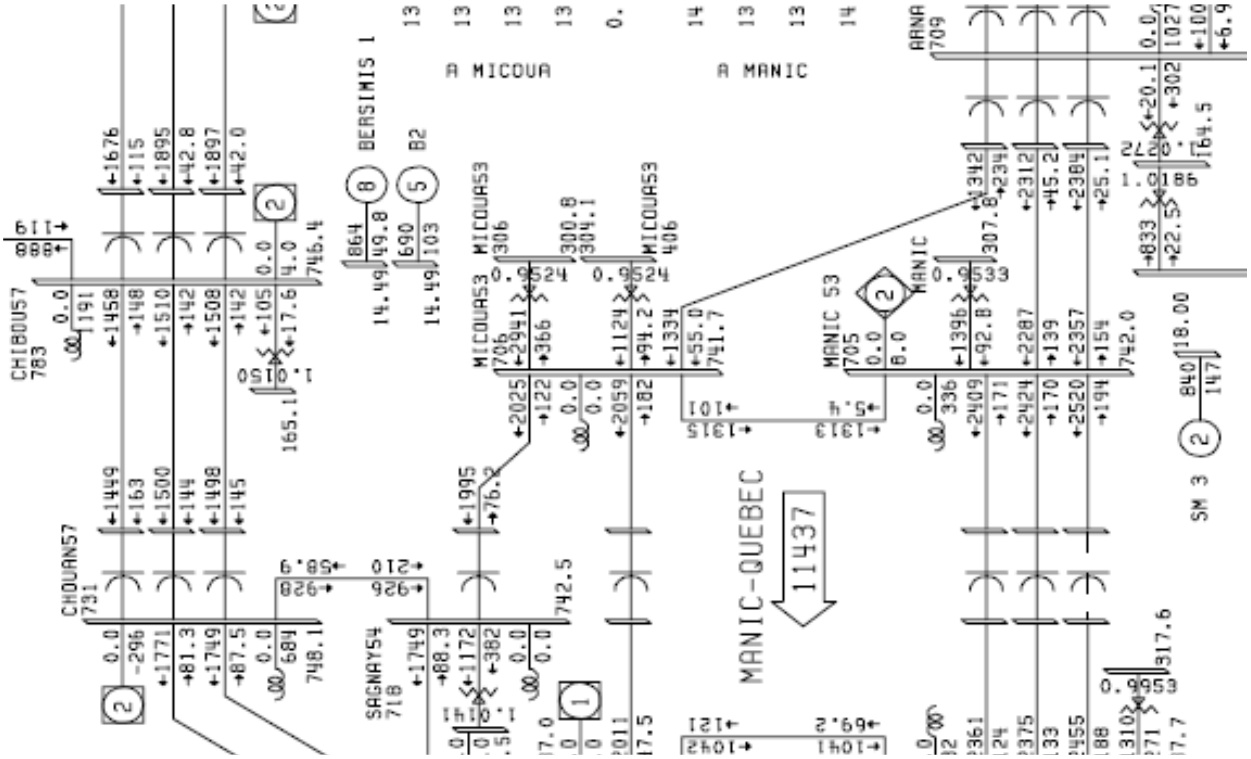
[13] **ABB**, Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Disponible http://www.techbooksyard.com/download/?file=5817. Chapter 8, page 257.

Figure 4.3- Écoulement de puissance Réseau de base pointe 2006 [14]



[14] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3470-2001, Pièce HQD-6, Doc.1 (Réponse à la DDR 2 de la Régie), Annexe 1, Coûts génériques du réseau de transport, page Adobe 42.

Figure 4.4 - Écoulement de puissance Réseau de base + 1000 MW de production à Arnaud [15]



Les données de base pour l'analyse de ces écoulements de puissance du réseau de pointe 2006 sont :

Demande
Besoins patrimoniaux 34474 MW
Exportation 372 MW
Besoins globaux 34846 MW

Offre
Production interne et achats 37682 MW
Réserve 2836 MW
Offre globale 34846 [16]

---

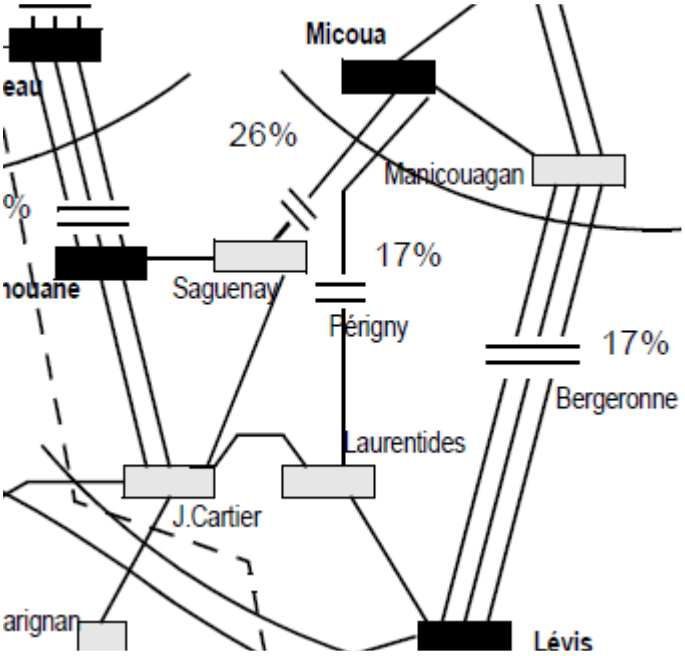
15 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3470-2001, Pièce HQD-6, Doc.1 (Réponse à la DDR 2 de la Régie), Annexe 1, Coûts génériques du réseau de transport, page Adobe 48.

16 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3470-2001, Pièce HQD-6, Doc.1 (Réponse à la DDR 2 de la Régie), Annexe 1, Coûts génériques du réseau de transport, page Adobe 38.

Comme c'est le réseau de la Côte Nord qui nous intéresse, le projet d'ajouter 1000 MW de production au poste Arnaud a été choisi. L'intégration de 1000 MW au poste Montagnais est très similaire avec quelques différences dues aux pertes qui sont plus grande à Montagnais. Quant à l'intégration de cette production au poste Manicouagan, celle-ci est aussi très semblable avec cependant des pertes un peu plus faibles. Ce choix du poste Arnaud permet aussi une comparaison avec l'intégration de 1550 MW de nouvelle production à La Romaine dont le raccordement se fait au poste Arnaud et au poste Montagnais.

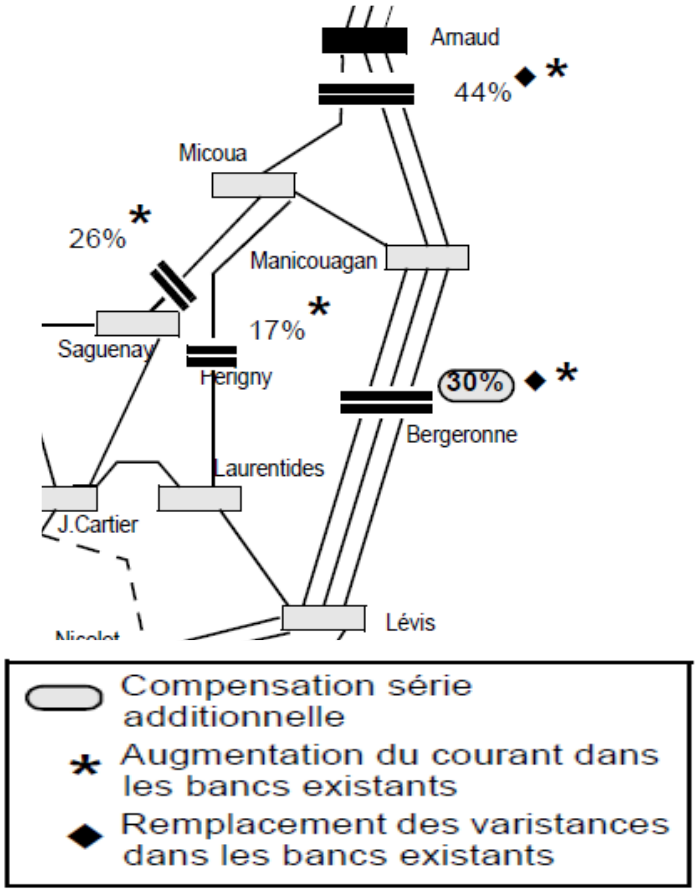
Pour intégrer cette nouvelle production de 1000 MW à Arnaud le Transporteur dans cette étude proposé que les bancs de compensation série au poste Bergeronne soient augmentés de 17 % à 30 %.

Figure 4.5- Carte du réseau de 2006 avec la compensation série originale[17]



[17] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3470-2001, Pièce HQD-6, Doc.1 (Réponse à la DDR 2 de la Régie), Annexe 1, Coûts génériques du réseau principal, page Adobe 11, Fig-2.

Figure 4.6- Carte du réseau avec la nouvelle compensation série proposée à 30 % [18]



[18] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3470-2001, Pièce HQD-6, Doc.1 (Réponse à la DDR 2 de la Régie), Annexe 1, Coûts génériques du réseau principal, page Adobe 24, Figure 8.

L'analyse des écoulements de puissance et de la carte du réseau avec la nouvelle compensation série suite à l'intégration de 1000 MW au poste Arnaud permettent de constituer le tableau suivant qui résume les changements dans l'écoulement de puissance entre les postes Manicouagan et Levis :

Tableau 4.1 - Résumé des Écoulements de puissance lignes Manicouagan-Lévis en MW

		L-1	L-2	L-3	TOTAL
		MW	MW	MW	MW
Réseau de base	Livraison à Manicouagan	2125	2136	2208	6469
	Réception à Levis	2088	2099	2159	6346
	Perte Manicouagan-Lévis	37	37	49	123
Réseau de base + 1000 MW à Arnaud	Livraison à Manicouagan	2409	2424	2520	7353
	Réception à Levis	2361	2375	2455	7191
	Perte Manicouagan-Lévis	48	49	65	162
Résultat par l'addition de compensation de 17 % à 30 %	Différence livraison	284	288	312	884
	Différence réception	273	276	296	845
	Pertes additionnelles	11	12	16	39
	Accroissement de la compensation à Bergeronne	13%	13%	13%	39%

Les principales constatations de l'analyse de ces deux écoulements de puissance et du tableau précédant sont: les suivantes:

- Pour augmenter le transit sur les lignes Manicouagan-Micoua vers Québec, il faut en diminuer l'impédance de transfert globale soit en ajoutant de la compensation série ou soit en ajoutant une nouvelle ligne, les deux solutions pouvant donner le même résultat.

- L'augmentation de production de 1000 MW au poste Arnaud a fait passer le transit de Manicouagan-Micoua vers Québec de 10512 MW à 11437 MW qu'il était avant cet ajout de production, soit une différence de 925 MW. La différence de 75 MW entre l'injection de 1000 MW au poste Arnaud et la réception de 925 MW additionnels à Québec est

composée de l'augmentation des charges aux postes Montagnais, Arnaud et Hauterive additionnés des pertes de transport entre Arnaud et Québec.

- L'addition de la capacité de transit réel à Québec est donc de 925 MW en tenant compte de toutes les lignes disponibles entre ces deux points.

- La modification des 3 lignes Manicouagan-Lévis passant par Bergeronne a entrainé une réception additionnelle de 845 MW à Levis par ces seules 3 lignes qui passent par le poste Bergeronne et dont l'impédance est diminuée.

- L'écoulement de puissance montre que ce 925 MW représentent un accroissement de 8,9 % de la capacité de transit Manicouagan-Québec (11437 MW -10512 MW) / 10512 MW).

- En moyenne pour chaque 1 % d'augmentation de la compensation, on obtient un gain de transit de 26,6 MW sur ces 3 lignes (gain de livraison 884 MW / gain de compensation 39 %).

- L'addition de compensation a fait augmenter de 39 MW les pertes sur ces 3 lignes Manicouagan-Bergeronne-Levis.

Ces résultats et ces constatations donnent une valeur, certes approximative, mais cependant significative de l'accroissement de capacité de transit due à l'augmentation de la compensation série sur une ligne longue typique.

4.3 LA PROPOSITION INITIALE DU TRANSPORTEUR POUR AUGMENTER LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE RÉSEAU LORS DE L'INTÉGRATION ORIGINALE DE LA CENTRALE LA ROMAINE

Pour l'intégration de la centrale La Romaine de 1550 MW le Transporteur a d'abord proposé des ajouts au réseau pour accroitre la capacité de transit du réseau qui peut se résumer ainsi.

3.3.1. Ajout de nouvelles plates-formes de compensation série

Les analyses du Transporteur ont démontré que l'optimisation recherchée préconise l'installation de nouvelles plates-formes de compensation série aux endroits suivants :

- *poste de la Jacques-Cartier (ligne 7002 en provenance du poste du Saguenay) ;*
- *poste de Duvernay (ligne 7002 en provenance du poste de la Jacques-Cartier).*

Au poste de la Jacques-Cartier, le Transporteur prévoit installer trois plates-formes, soit une par phase, de compensation série ayant 28 ohms. De cette façon, les transits seront rééquilibrés avec les deux plates-formes déjà présentes. Quant au poste de Duvernay, le Transporteur mentionne que 14 ohms suffisent pour rencontrer les contingences imposées par les critères de conception, ce qui implique l'installation de trois plates-formes de compensation série, soit une par phase. [19]

C'est tout à fait surprenant que pour accroitre le transit entre Manicouagan-Micoua vers Montréal de façon à intégrer les 1550 MW de la centrale La Romaine on a proposé seulement d'augmenter la capacité entre le poste Saguenay et Montréal sans se préoccuper de ce qui se passait entre Manicouagan-Micoua et Québec. C'est d'autant plus surprenant que l'étude que nous avons analysé sur *Les coûts Génériques du réseau principal* sur la Côte Nord proposait justement d'améliorer cette capacité de transit.

[19] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3757-2011, Pièce B-0019, HQT-1, Document 1,, page 24.

Comme cette étude d'intégration a été faite en 2011, Il faut supposer que le Transporteur a conclu à ce moment-là que la réserve de capacité dans cette section était suffisante pour transiter la quantité de MW qui ne serait pas absorbée par la charge de la Côte Nord. Cette hypothèse est plausible en regardant le tableau des charges prévues tel que proposé par le Transporteur.

Tableau 2: Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord [20]

	Pointe de l'hiver 2020-2021		Pointe de l'hiver 2030-2031	
Année	Total (MW)	Écart (MW) **	Total (MW)	Écart (MW)**
2010	3296	0	3302	0
2011	3206	-89	3213	-89
2012	2988	-308	3010	-291
2013	2355	-940	2422	-879
2014	2707	-588	2858	-443
2015	2196	-1100	2276	-1026
2016	2205	-1091	2249	-1052
2017	2318	-978	2372	-930

* Prévision annuelle du Distributeur.

On peut présumer que le Transporteur croyait à ce moment-là en 2010 être en mesure de transiter la différence entre ce 1000 MW et la production de la centrale La Romaine ce qui aurait accru le transit des 5 lignes Manicouagan-Micoua vers Québec de 550 MW donc 110 MW par ligne ce qui est tout à fait plausible en 2010-2011.

On peut se demander si l'accroissement de la capacité de deux lignes Saguenay-Jacques Cartier -Duvernay en augmentant la compensation série était suffisante pour réaliser l'intégration de la centrale La Romaine à cause de l'importance des charges de la Côte Nord.

À partir des analyses faites dans les sections précédentes on peut essayer d'évaluer le gain en capacité de cet ajout de compensation sur la ligne Saguenay-Jacques Cartier -Duvernay

La longueur exacte de ces deux lignes n'est pas citée au dossier par conséquent on ne connait pas avec précision leur impédance. On peut fixer une valeur approximative de 70 ohms pour chaque tronçon ce qui donne pour la plateforme de 28 ohms approximativement 40 % de compensation et pour la plateforme de 14 ohms approximativement 20 % de compensation.

[20] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0005, HQT-1, Document 1, page 7, lignes 17 et suiv.

Il a été vu à la section 4.2 que cette augmentation de compensation série se traduit par un gain de capacité de transit sur ces lignes. Si les écoulements de puissance étaient disponibles il serait facile en comparant l'écoulement de puissance de référence (sans la nouvelle compensation) avec l'écoulement de puissance incluant cette compensation de trouver instantanément le gain de transit. Nous n'avons pas consulté les écoulements de puissance déposés sous pli confidentielle pour deux raisons; d'abord parce que l'écoulement de puissance de référence n'est généralement pas disponible et deuxièmement parce que l'écoulement de puissance avec la nouvelle centrale est déposé sous pli confidentiel et qu'il devient alors inutile de l'analyser et impossible d'en publier des conclusions. C'est donc un exercice futile alors qu'il serait très facile pour le Transporteur de caviarder les informations supposément confidentielles et de publier les écoulements de puissance pertinentes au dossier.

Cependant, à partir des conclusions de la section 4.3, il est possible d'extrapoler des résultats avec beaucoup de prudence puisque les lignes et le réseau sont différents de ceux de 2006 que nous avons analysés. On a vu dans cette section 4.3 que pour les lignes Manicouagan-Bergeronne-Levis, en moyenne, pour chaque 1 % d'augmentation de la compensation on obtient un gain de transit de 26,6 MW. Transposer cette valeur au cas de l'intégration de la centrale La Romaine nous donne pour la ligne Saguenay-Jacques Cartier un gain de capacité de transit de 1064 MW et pour la ligne Jacques Cartier-Duvernay un gain capacité de transit de 532 MW. Il faut être extrêmement prudent avec ces chiffres qui ne sont qu'une transposition et en particulier du fait que ces deux lignes sont en série et non pas en parallèle et que à partir du poste Jacques Cartier il y a plusieurs lignes pour écouler la puissance vers Montréal. Par conséquent les deux chiffres ne peuvent pas être simplement additionnés. Ces chiffres sont assez révélateurs pour être utilisés comme balises. Cette solution d'augmenter la compensation série sur la ligne Saguenay-Jacques Cartier-Duvernay était donc possible et fonctionnelle pour satisfaire à l'intégration de La Romaine. En autant qu'une grande partie de la nouvelle puissance reste sur la Côte Nord.

On peut conclure de l'analyse qui précède, qu'en 2010-2011 la proposition originale d'intégration de la centrale La Romaine au coût de 395 761,7 M$ [21] pour la composante Réseau Principal pouvait être acceptable mais qu'en 2014 la situation avait changé.

[21] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3757-2011, Pièce B-0019, HQT-1, Document 1, page 40.

4.4 POURQUOI LE TRANSPORTEUR N'A-T-IL CONSTATÉ AUCUN RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE SUITE À LA PLUS GRANDE VARIATION DE CHARGE AYANT PRÉCÉDÉE LA CONSTRUCTION DE LA LIGNE CHAMOUCHOUANE—RÉGION MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL (R-3887-2014)?

En 2014, le Transporteur propose alors de faire une nouvelle ligne directe de Saguenay vers la Région métropolitaine de Montréal de 405 km en remplacement de la proposition originale d'intégration du complexe La Romaine et en remplacement de l'intégration de 2000 MW éolien réparti partout dans la province. Il attribue à ce moment-là les montants originaux d'investissements qui avaient initialement été prévus pour l'intégration des nouvelles productions à La Romaine et éolienne soit 551,0 M$ à la catégorie croissance de la charge mais ne prend pas en compte que les conditions de charge du réseau ont changé.

Cependant en 2014, lorsque le projet de ligne Chamouchouane- Région métropolitaine de Montréal a été présenté, la variation de la prévision des charges entre 2010 et 2014 avait atteint 588 MW. Entre 2010 et 2015, cette variation atteint même 1100 MW. Le Transporteur savait donc en 2014 que la charge sur la Côte Nord en 2020-2021 serait d'au moins inférieure de 588 MW à la prévision de 2010 et, en 2015, savait que cette prévision était inférieure de 1100 MW par rapport à la prévision de 2010. [22] Mais il ne semble pas en avoir tenu compte à ce moment-là.

Cette variation entre 2014 et 2010 nous amène à nous poser plusieurs questions quant au Transporteur.

Comment se fait-il qu'en 2014 au moment où il a fait les simulations du projet Chamouchouane, il n'a pas constaté de problème de stabilité angulaire s'il a utilisé les valeurs de charges montrées au tableau avec une variation de 588 entre 2014 et 2010 ?

S'il a utilisé les valeurs de charge de l'année 2013 celle-ci sont plus basses de 940 MW par rapport à 2010 créant une situation encore pire.

Comment se fait-il que pour une variation de charge entre 2018 et 2014 de seulement 255 MW les simulations montrent maintenant des problèmes de stabilité angulaire alors que le Transporteur n'en avait pas constaté entre 2010 et 2014-2015 ?

---

[22] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2010, Pièce B-0005, HQT-1, Doc. 1, page 7, Tableau 2.

S'il a utilisé les valeurs de charge de l'année 2013, comment se fait-il que pour une variation de charge entre 2018 et 2013 de seulement 97 MW, les simulations montrent maintenant des problèmes de stabilité angulaire ?

S'Il avait tenu compte à ce moment-là de ces changements, il aurait pu et dû proposer, dès le dossier Chamouchouane, soit une nouvelle ligne Micoua-Saguenay ou soit de la compensation série additionnelle sur les lignes Manicouagan-Micoua-Québec **et, surtout, attribuer comme I se doit ces investissements à la catégorie croissance de la charge**.

4.5 L'ABSENCE DE PREUVE QUE LE RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE QUI FONDE LE PRÉSENT PROJET EXISTE VRAIMENT

On a vu dans les sections précédentes qu'il est possible de quantifier le gain de capacité en MW selon le scénario envisagé de la construction d'une nouvelle ligne ou celui de l'addition de bancs compensation série. Pour effectuer un choix éclairé entre divers scénarios il faudrait pouvoir quantifier avec précision le besoin de capacité de transit. Cependant quand on est confronté avec un problème de stabilité angulaire il est très difficile de quantifier le besoin avec précision pour plusieurs raisons. D'abord le besoin va dépendre de l'ampleur des oscillations (qui elles vont dépendre de la charge du réseau, de la nature du défaut: monophasé, biphasé ou triphasé), et en outre le besoin va aussi dépendre de la localisation sur le réseau et de la durée. Seuls les tests de stabilité sont susceptibles de fournir une indication des besoins de gain de capacité comme il a été illustré par le graphique des oscillations de puissance

C'est une affaire de jugement, d'expérience et de prise de risque pour choisir les solutions optimales qui vont rendre ces oscillations acceptables Selon sa preuve, le Transporteur a constaté un déficit de capacité en mesurant l'ampleur et le temps d'amortissement des oscillations de puissance dans ses tests de stabilité. Il en a conclu que le réseau actuel est à risque. À partir de cette constatation, il aurait pu et dû effectuer plusieurs scénarios d'accroissement de la compensation série sur diverses lignes en échelonnant les projets de compensation dans le temps ce qui aurait un effet à la baisse très important sur la valeur actualisée du coût des pertes.

RECOMMANDATION NO. 4-1
L'ABSENCE DE PREUVE QUE LE RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE QUI FONDE LE PRÉSENT PROJET EXISTE VRAIMENT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre note qu'il n'y a au dossier **aucun test de stabilité déposé** et que par conséquent il n'y a **aucune preuve que le risque de stabilité angulaire qui fonde le dossier existe vraiment.**

Le Transporteur aurait au moins dû déposer un test de stabilité qui démontre le risque d'instabilité angulaire sans l'ajout de la ligne Micoua Saguenay (risque que le Transporteur n'avait pas perçu malgré les modifications de charge plus importantes entre 2010 et 2014-2015 ayant précédé la ligne Chamouchouane).

4.6 LA GAIN DE CAPACITÉ QUI RÉSULTERAIT DES PROPOSITIONS DU TRANSPORTEUR

La preuve du Transporteur nous fournit très peu d'information précise sur la quantité de compensation qui serait requise sur les lignes du corridor Manicouagan-Québec pour répondre aux besoins identifiés par lui, en alternative (scénario 3) à la ligne qu'il propose.

En effet en réponse 12.1 à ARH-ARQ, il affirme qu'il faudrait saturer jusqu'à son niveau maximal possible, dès 2018 la compensation série sur les 5 lignes du corridor Manicouagan-Québec :

> ***Question 12.2 d'AHQ-ARQ :*** *En basant votre réponse sur les mêmes prévisions que dans la demande précédente, veuillez indiquer en quelle année seraient atteintes les « limites technologiques d'ajout de compensation série pour le corridor Manicouagan-Québec » (référence (i)).*
>
> ***Réponse 12.2 de HQT :*** *Les limites technologiques d'ajout de la compensation série pour le corridor Manicouagan-Québec seraient atteintes dès la mise en service de cette solution. En effet, la solution 3 prévoit que les 5 lignes du corridor Manicouagan-Québec seraient alors compensées à leur niveau maximum. Le Transporteur ne pourrait donc plus augmenter davantage la compensation série dans ce corridor.* [23]

Ce scénario 3 de compensation en série maximale atteindrait donc un niveau astronomique, qui nous semble tout à fait irréaliste et démontre que le projet de ligne Micoua-Saguenay (en son alternative de saturer la compensation en série) dépasse complètement les besoins du Transporteur.

En effet, selon la figure 4.5 du Schéma du réseau de 2006, il y a sur la ligne Micoua-Saguenay 26 % de compensation, sur la ligne Micoua-Périgny 17 % et sur les 3 lignes Micoua-Bergeronne 17 %. Si on situe la limite de compensation à 40 %, les nouvelles plates formes pourraient représenter une addition de 137% de compensation, soit effectivement l'équivalent en termes de capacité à celle d'une nouvelle ligne. On voit dans les écoulements de puissance qui sont cités dans ce rapport que la capacité de transit d'une ligne longue (250 km) est approximativement de 1800 à 2400 MW selon le degré de compensation série. Il faut donc situer la valeur de la capacité de transit de la nouvelle ligne proposée à plus de 1500 MW, ce qui est très nettement supérieur aux besoins qui, comme on l'a vu, seraient plutôt de l'ordre de seulement 500-1000 MW selon une évaluation avec les données disponibles. De toute manière, le Transporteur n'a pas quantifié son besoin de transit additionnel par le dépôt de

---

23 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0035, HQT-3, Document 2.1, page 35

tests de stabilité successifs réalisés avec des incréments de 200 MW de la production et de la charge.

RECOMMANDATION NO. 4-2
L'ABSENCE DE PREUVE QUE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE PROPOSÉE EST CELLE REQUISE POUR LES BESOINS ÉNONCÉS PAR LE TRANSPORTEUR

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre note que le Transporteur **n'a pas quantifié son besoin de transit additionnel** par le dépôt de tests de stabilité successifs réalisés avec des incréments de 200 MW de la production et de la charge.

Or, la capacité de transit de la nouvelle ligne proposée serait de plus de 1500 MW, ce qui est très nettement supérieur aux besoins qui, comme on l'a vu, seraient plutôt de l'ordre de seulement 500-1000 MW selon une évaluation avec les données disponibles. L'alternative d'une saturation de compensation en série sur les 5 lignes existantes (scénario 3) dépasserait également manifestement et très nettement le besoin.

Il n'est **pas crédible** que le Transporteur ait attendu jusqu'à un besoin de capacité de cette ampleur pour présenter le projet actuel d'une nouvelle ligne Micoua-Saguenay. On connait le besoin de nouvelle capacité qui se situe entre 500 MW et 1000 MW ce qui correspond à la variation de charges de la Côte Nord qu'il faut maintenant transporter vers Québec.

Quelle que soit la solution retenue, telle que proposée par le Transporteur, celle-ci **va créer une réserve de capacité importante de beaucoup plus de 1000 MW qui sera éventuellement utilisée pour l'intégration d'une nouvelle production future**. Cette nouvelle production a toutes les chances de provenir d'Hydro-Québec Production et de servir à de nouvelles exportations qui sont les charges les plus contraignantes pour le réseau. En effet les exportations sont généralement au sud-ouest du réseau alors que les futures productions seront au nord-est du réseau et que ces nouvelles productions doivent traverser tout le réseau ce qui est très contraignant en termes de stabilité angulaire et en termes de stabilité de tension. *(La stabilité de tension est plus facile à corriger par de la compensation shunt à la charge ou par un compensateur statique.)*

Est-ce que la catégorie *Maintien et amélioration* (payable par tous les clients) doit servir à des investissements visant à structurer le réseau de transport, en y prévoyant une surcapacité qui bénéficiera à l'intégration d'une ressource ou une charge future ? Si cette interprétation n'est pas la bonne, alors la surcapacité structurante doit être traitée comme un investissement en croissance. Si au contraire, c'est la bonne interprétation la catégorie *Maintien et amélioration*, alors l'on doit s'assurer qu'elle soit équitablement appliquée de manière à bénéficier à d'autres investissements de surcapacité structurante en vue de raccordements d'autres ressources et charges. Nous traitons de cette question ci-après.

5

LES CAUSES DU BESOIN ET LA CATÉGORISATION DES INVESTISSEMENTS

Si le réseau est à risque selon la preuve du Transporteur à cause d'un problème de stabilité angulaire, il faut donc se poser la question : est-ce qu'il y a eu une dégradation du réseau et, si oui, quelle en est la cause ?

Nous nous étions posé la même question au moment du dossier de la première mise à niveau du réseau en 2009. Il vaut la peine de revoir notre analyse de ce moment-là dans le rapport que nous avions produit pour *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* :

> *Si le réseau s'est dégradé au cours des années, cela n'est pas dû à la faiblesse de certains équipements ou à la désuétude de certaines installations puisque les investissements en pérennité ont maintenu la qualité des équipements à un niveau constant.* ***La raison fondamentale pour laquelle la qualité s'est dégradée est l'accroissement de charge et l'accroissement des ressources de production qui l'accompagne****. Il n'y a pas d'autre explication plausible à la situation actuelle et l'affirmation du Transporteur à l'effet contraire n'est pas acceptable.*
>
> *Les besoins de correction pour les pertes réelles en MW et les besoins de compensation de la puissance réactive en MVAR sont proportionnels à la puissance réelle transportée et à la distance du centre de charge du réseau. Or le Transporteur s'est montré inconsistant dans son approche d'intégration des équipements de production. Dans plusieurs cas, il a proposé des équipements de compensation et dans d'autres il ne l'a pas fait. Nous avons, à cet égard, constitué un tableau résumant les mises à niveau du réseau associées aux nouvelles productions des dernières années.* [24]*:*

[24] **Jean-Claude DESLAURIERS pour STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (SÉ-AQLPA)**, Dossier R-3696-2009, Pièce C-1-10, SÉ-AQLPA-2, Doc. 1, page 8. Souligné en caractère gras par nous.

Comme nous l'avions exprimé en 2009, hormis l'accroissement de la production et de la charge, le réseau ne s'était pas dégradé à cette occasion et il ne s'est pas dégradé cette fois ci non plus. Comme nous l'avons exprimé abondamment au début de ce rapport, l'impédance de transfert qu'on peut modifier en ajoutant des lignes ou de la compensation série n'a pas été suffisamment ajustée à la baisse pour permettre le transit sécuritaire de la charge au moment de l'addition de nouvelles productions. Que ce soit au moment de l'ajout d'une nouvelle production, de l'accroissement d'une nouvelle charge important ou de retrait de celle-ci le Transporteur doit maintenir l'équilibre et il est très évident qu'il ne l'a pas fait dans plusieurs circonstances.

Nous avons déjà exploré le problème de la diminution des charges de la Côte Nord qui a eu pour effet de forcer le transit de plus de puissance sur la partie de réseau Manicouagan-Micoua-Québec. **Il y a cependant une autre variation de charge importante dont le Transporteur a omis l'impact dans son explication : il s'agit des raccordements point à point comme celui de Outaouais**. Ce cas est flagrant parce qu'il s'agit d'une charge importante comme le montre la citation suivante du Transporteur au dossier R-3646-2007 ;

> *Le projet d'investissements retenu par le Transporteur vise à fournir le service de transport à son client, le Producteur et ce, conformément à la Convention de service de transport conclue avec ce dernier, soit un service de transport ferme de point à point à long terme pour des livraisons de 1250 MW vers l'Ontario* [25]

Il faut comprendre que cet accroissement de charge se situe principalement au sud dans la région de Montréal, même s'il s'agit de charge point à point, puisque toutes les nouvelles interconnexions sont desservies par la boucle 735 kV autour de Montréal comme dans le cas de l'interconnexion de l'Outaouais. La charge point à point a beaucoup augmentée depuis plusieurs années et celle-ci amène un stress supplémentaire sur le réseau. Voyons quelle était la charge de point à point en 1999 comparativement à aujourd'hui.

En 1999 :

> *Une croissance beaucoup plus forte que prévue de la consommation de base et les vagues successives de froid ont porté ces besoins à plusieurs reprises au-dessus du précédent record de 31 995 MW établi en janvier 1999, pour atteindre un nouveau sommet de 34 989 MW, une hausse de 9,4 %. Néanmoins, le Transporteur a acheminé toute l'électricité voulue au Québec et a fourni quelque 300 MW pour les services de point à point.* [26]

---

25 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3646-2007, Pièce B-1, HQT-2, Document 1, page 7.

26 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-3549-2004, Pièce B-1, HQT-4, Document 1, Révisé : 2004-11-17, page 17.

Aujourd'hui: Les livraisons point à point en 2017 sont de 39 045 GWh. [27] Si l'on suppose un F.U. de 90 % on obtient une puissance de 4 952 MW.

Il faut faire remarquer que, pour l'interconnexion Outaouais, il n'y a eu qu'un petit ajout de compensation shunt à la rubrique réseau régional comme soutien de tension et que dans le dossier la rubrique ajout au réseau principal n'apparait même pas.

Pour nous il est donc très difficile de croire qu'une nouvelle charge de cette ampleur n'a créé aucun stress sur le réseau principal et qu'il n'était pas nécessaire d'améliorer l'impédance de transfert, alors qu'au contraire la variation de charge sur la Côte-Nord (omise des considérations du Transporteur dans l'évaluation de ses besoins avant la ligne Chamouchouane) aurait soudainement pris une ampleur supérieure aux variations amenées par l'interconnexion Outaouais. Faut-il croire qu'en 2007 la réserve de capacité de transit dépassait largement 1250 MW ?

Tout ce qui précède nous amène à la conclusion que le présent projet de ligne Micoua-Saguenay, par son ampleur, répond manifestement à des besoins de croissance future et non à la simple amélioration et au maintien de la qualité du réseau (sans cette croissance), pour lequel il apparaît disproportionné.

Comment catégoriser l'investissement

En 2009 dans notre rapport d'expertise déposé pour *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, nous avions souligné que certains investissements répondant à des besoins de croissance se trouvent assumés par la masse de la clientèle à titre d'investissements en *« Amélioration et maintien »* du réseau du Transporteur, ainsi que des investissements qui créent une marge de capacité utilisée dont bénéficiera un besoin ultérieur. Cette problématique persiste encore :

> *3.2 LA CATÉGORIE DES INVESTISSEMENTS REQUIS*
>
> *Dans le cas actuel toutefois, **la Régie se trouve en situation d'approuver un projet nécessaire non pas pour améliorer la qualité du réseau mais pour corriger une dégradation du réseau qui fait suite à l'omission d'avoir ajouté de la compensation lors des récents raccordements de nouvelles sources de production pour répondre à la croissance des besoins**.*
>
> *Nous ne disputons pas que si, les présents investissements n'avaient pas été liés à la croissance des besoins, celle des trois sous-catégories de tels*

[27] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4058-2018, Pièce B-0031, HQT-9, Document 1, page 21.

investissements qui leur était la plus propice ait été celle du Maintien et amélioration de la qualité. Ce que nous questionnons, c'est l'affirmation selon laquelle ces investissements ne seraient pas liés à la croissance des besoins, alors que manifestement ils le sont. Il se peut qu'il soit trop tard pour accorder aux présents investissements le traitement réglementaire qu'ils auraient dû recevoir à titre d'investissements liés à la Croissance des besoins; il s'agit là d'une question juridique ou réglementaire sur laquelle nous ne prétendons pas avoir les qualifications requises pour nous prononcer.

Il y a lieu toutefois d'éviter qu'une telle situation, jusqu'à présent systémique, ne perdure. Cette question est loin d'être théorique. C'est la stratégie d'investissements du Transporteur, l'équité inter-projet et l'équité intergénérationnelle qui sont ici en cause *[…]* [28]

4-LA STRATÉGIE D'INTÉGRATION AU RÉSEAU[29]

4.1 UNE STRATÉGIE À REVOIR

La problématique que nous soulevons par le tableau 2 et la section qui précèdent est à l'effet que, lors d'intégrations de production, le Transporteur ne propose de modifications au réseau qu'en fonction de l'occurrence d'un problème spécifique c'est-à-dire lorsque cette intégration amène la marge de stabilité de tension ou la marge de stabilité angulaire à un niveau de risque qui ne respecte pas les critères de conception. L'occurrence d'une modification au réseau principale est donc une fonction aléatoire et circonstancielle dans le temps qui n'a pas de relation avec l'impact réel sur la marge de stabilité de l'équipement de production à intégrer. ***Si un seuil critique n'est pas atteint, en terme de marge de stabilité ou en terme de gestion de la tension, il n'y a pas d'action quant aux équipements du Transporteur et c'est ce qui nous apparaît problématique. L'effet pervers de cette façon de faire est qu'un petit projet pourrait se voir attribuer la responsabilité de modifications onéreuses parce qu'un seuil de risque est atteint. L'autre effet pervers est aussi qu'un grand projet dépasse souvent le seuil de risque et assume ainsi des modifications qui auraient pu être imputables***

28 **Jean-Claude DESLAURIERS pour STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (SÉ-AQLPA)**, Dossier R-3696-2009, Pièce C-1-10, SÉ-AQLPA-2, Doc. 1, page 11. Souligné en caractère gras par nous.

29 **Jean-Claude DESLAURIERS pour STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (SÉ-AQLPA)**, Dossier R-3696-2009, Pièce C-1-10, SÉ-AQLPA-2, Doc. 1, page 13. Souligné en caractère gras par nous.

> ***en partie aux projets précédents**. Il y a aussi dans ce tableau des surprises comme par exemple le projet Eastmain 1A et la Sarcelle qui, malgré son ampleur de 950 MW, n'a pas déclenché de besoins de compensation réactive à la charge alors que le projet précédent de l'intégration éolienne en Gaspésie a nécessité l'ajout de 2 bancs de condensateurs de 350 MVAR. Faut-il conclure qu'on a imputé au projet précédent des éoliennes en Gaspésie un surplus de compensation important ?*

Dans sa demande d'intervention au présent dossier, *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont fait amplement état de leurs préoccupations quant à la catégorie d'investissement proposée par le Transporteur :

> *En effet, **cet investissement résulte du fait que des sources de production additionnelles vont être prochainement mises en service à La Romaine, celles-ci étant destinées non pas à alimenter les charges locales de Québec ou de Montréal, mais au service de point à point vers la Nouvelle-Angleterre**. Au présent dossier, [nous sommes informés] que, lorsque ces nouvelles sources de production de La Romaine entreront en service, la fiabilité actuelle du réseau sera devenue insuffisante car une plus grande part de la production de Churchill destinée à la charge locale aura déjà utilisé la capacité actuelle du réseau dans le corridor Côte-Nord-Québec). La capacité actuelle du réseau dans ce corridor deviendra donc insuffisante à recevoir et transporter de façon fiable cette production de La Romaine lorsque celle-ci deviendra mise en service.* [30]

30 **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (SÉ-AQLPA)**, Dossier R-4052-2018, Pièce C-SE-AQLPA-0002, Demande d'intervention, Page 3. Caractère gras dans le texte d'origine.

Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* précisaient :

> *Cette solution [N.D.L.R. : le projet de ligne Micoua-Saguenay] permet une bien plus grande réserve de capacité qu'il faut quantifier et qui pourrait justifier son coût supérieur*
>
> *Dans l'éventualité où la solution 3 (compensation en série) s'avérerait moins coûteuse mais aussi moins structurante pour les besoins de Croissance future, nous nous demanderons ici encore s'il n'existerait pas un moyen d'accepter la Solution 1 mais en faisant en sorte que les bénéficiaires du choix de la Solution 1 par rapport à la Solution 3 se voient allouer une partie ou la totalité de coût à titre d'investissement en croissance.* [31]

Il est en effet nécessaire d'appliquer de façon cohérente les règles existantes inscrites aux conditions de service quant à la catégorisation des investissements. En effet :

- Si un investissement, par sa nature, répond à un besoin de croissance de charges ou de ressources, il devrait être alloué à cette fin (avec contribution éventuelle du bénéficiaire), que l'investissement survienne avant, pendant ou même après l'intégration de cette charge ou ressource. Les contrats entre le Transporteur et de tels bénéficiaires devraient être rédigés afin d'y pourvoir, en étant ainsi cohérents avec les conditions de service existantes.

- À l'inverse, si la Régie juge (ce qui est tout à fait défendable aussi) qu'il fait partie de la notion d'investissement en *« Amélioration et maintien du réseau »* (payable par tous les clients) que de structurer ce réseau afin d'y prévoir des surcapacités dont bénéficieront des charges ou ressources futures additionnelles, alors il devrait y avoir une cohérence dans l'application de cette approche, de manière à ce qu'un client (Hydro-Québec Production) ne soit pas l'unique client à en bénéficier. Les autres entreprises ayant des charges ou des ressources à raccorder devraient également pouvoir bénéficier de surcapacités *« structurantes »* qui leur seraient ainsi offertes par le Transporteur et payées par tous, selon une approche commune équitable.

Nous souhaitons simplement que la même interprétation de la règle soit appliquée à tous, de façon équitable.

---

31 **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (SÉ-AQLPA)**, Dossier R-4052-2018, Pièce C-SE-AQLPA-0002, Demande d'intervention, page 7.

RECOMMANDATION NO. 5-1
POUR UNE APPLICATION COHÉRENTE DES RÈGLES EXISTANTES INSCRITES AUX CONDITIONS DE SERVICE QUANT À LA CATÉGORISATION DES INVESTISSEMENTS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie, au présent dossier, d'**appliquer de façon cohérente les règles existantes inscrites aux conditions de service quant à la catégorisation des investissements**. En effet :

- Si un investissement, par sa nature, répond à un **besoin de croissance de charges ou de ressources**, il devrait être alloué à cette fin (avec contribution éventuelle du bénéficiaire), que l'investissement survienne avant, pendant ou même après l'intégration de cette charge ou ressource. Les contrats entre le Transporteur et de tels bénéficiaires devraient être rédigés afin d'y pourvoir, en étant ainsi cohérents avec les conditions de service existantes.

- À l'inverse, si la Régie juge (ce qui est tout à fait défendable aussi) qu'il fait partie de la notion d'investissement en « Amélioration et maintien du réseau » (payable par tous les clients) que de **structurer ce réseau afin d'y prévoir des surcapacités dont bénéficieront des charges ou ressources futures additionnelles**, alors il devrait y avoir une cohérence dans l'application de cette approche, de manière à ce qu'un client (Hydro-Québec Production) ne soit pas l'unique client à en bénéficier. Les autres entreprises ayant des charges ou des ressources à raccorder devraient également pouvoir bénéficier de surcapacités « structurantes » qui leur seraient ainsi offertes par le Transporteur et payées par tous, selon une approche commune équitable.

Nous souhaitons simplement que la même interprétation de la règle soit appliquée à tous, de façon équitable.

6

POUR L'ALTERNATIVE D'UNE COMPENSATION SÉRIE MIEUX ADAPTÉE AUX BESOINS (UN SCÉNARIO 3 RÉDUIT)

6.1 LE COÛT ET L'AMPLEUR DÉMESURÉS DE LA VERSION DE LA SOLUTION 3 ALTERNATIVE QU'A DÉCRITE LE TRANSPORTEUR

À première vue, le choix par HQT de la présente solution par rapport aux deux autres solutions alternatives semble sage en tenant compte des coûts actualisés sur 45 ans et en tenant compte à la fois des perspectives d'amélioration et des perspectives de croissance future. La construction d'une nouvelle ligne est évidemment une solution plus structurante à long terme en autant que les coûts énoncés sont corrects

À cet égard, on peut soulever des problèmes sérieux de méthodologie en ce qui concerne la solution 3 soit l'ajout des bancs de compensation en série, tel que décrit ci-après.

La version du Transporteur de la solution 3 propose d'augmenter la capacité de transit d'une valeur approximativement pareille à la solution 1 et à la solution 2. Cependant pour résoudre le problème anticipé de risque d'instabilité angulaire, tel que nous l'avons vu au présent rapport, il n'est peut-être pas nécessaire d'investir immédiatement dans une solution qui sera bonne pour 20 ans et, surtout, pas selon l'ampleur examinée par le Transporteur.

Regardons attentivement les coûts dans le tableau 4 de la preuve :

Tableau 4. Comparaison économique des solutions (M$ actualisés 2018) [32]

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7	929,0	277,5
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
Taxe sur les services publics	45,4	71,5	16,1
Charges d'exploitation Pertes électriques	222,6	___	571,4
Coûts globaux actualisés (CGA)	**785,7**	**898,5**	**862,3**

Nous ne traiterons pas de la solution 2 qui est beaucoup plus dispendieuse à cause des coûts directs d'investissement puisque la ligne est plus longue et, pour une grande partie, elle est située dans le milieu développé et sensible de Charlevoix.

Nous procéderons toutefois à valider davantage la comparaison avec la solution 3 en particulier pour le coût des pertes de 571,4 M$, ce qui est considérable.

La solution 3 propose de construire six nouvelles plateformes de compensation série et à modifier les plateformes déjà installées sur cinq des six lignes à 735 kV existantes du corridor Manic-Québec. Mais est-ce vraiment nécessaire, un tel niveau de compensation série ?

[32] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0023, HQT-2, Document 1.1, tableau 14, page 22.

6.2 LA COMPARAISON AVEC LA SOLUTION 3 (VERSION DU TRANSPORTEUR)

Dans son complément de preuve, le Transporteur admet que les coûts de sa solution 3 alternative (avec compensation série) rejoignent la solution numéro 1 qu'il propose (avec la nouvelle ligne Micoua-Saguenay) lorsque le calcul des pertes s'effectue avec un facteur d'utilisation du réseau de 60% :[33]

Tableau 14
Comparaison économique des solutions - Sensibilité à un facteur de charge de 0,6
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	83,1 GWh	0,0 GWh	213,3 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	179,6 M$	0,0 M$	461,0 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**742,8 M$**	898,5 M$	751,9 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	121 %	101 %

33 **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0027, HQD-2, Doc. 1, page 22, tableau 14.

Du tableau qui précède, nous constatons que l'écart entre la solution 1 et la solution 3 est réduit à un peu plus de 1% lorsque le facteur de charge du réseau est supposé à 60%. Le tableau suivant tiré du rapport annuel corporatif d'Hydro-Québec ainsi que des bilans à la pointe relevés dans les rapports annuels du Transporteur montre des facteurs d'utilisation du réseau près de 60%, mais légèrement supérieurs :

Tableau Calcul du facteur de charge [34]

	2017	2016	2015	2014	2013
Besoins globaux en énergie (GWh)	226 824	223 143	222 172	222 045	226 576
Besoins québécois de puissance à la pointe (MW)	38 204	36 797	37 349	38 743	39 031
Puissance à l'exportation MW	4 108	4 617	4 387	2 804	3 259
Pointe selon les rapports annuels d'HQT MW (Bilan offre-demande en puissance lors de la pointe annuelle)	42 312	41 414	41 736	41 547	42 290
Facteur d'utilisation	61,2%	61,5%	60,8%	61,0%	61,2%

Il n'y a donc pas vraiment, à ce moment-là, d'avantage économique à la solution 1 Cligne Micoua-Saguenay) par rapport à la solution 3 (compensation en série) si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de 60 %.

[34] **HYDRO-QUÉBEC**, Rapport annuel 2017, page 77

6.3 POUR L'ÉVALUATION D'UNE SOLUTION ALTERNATIVE NO. 3 (COMPENSATION SÉRIE) QUI SOIT RÉALISTE ET ADAPTÉE AUX BESOINS RÉELS

Mais il y a plus.

Les coûts de construction de la solution 3 sont beaucoup moins élevés soit 277,5 M$ et cette construction s'échelonne sur une période comparable pour une mise en service finale en 2022. Dans les sections précédentes nous avons essayé d'évaluer le gain de capacité de transport avec l'ajout d'une ligne de transport comme celle de Micoua-Saguenay. Nous n'avons pas réussi à obtenir un chiffre précis du Transporteur à cet égard, mais une estimation très approximative serait de l'ordre de 1500 MW alors que le besoin réel se situe entre 500 et 1000 MW. On a aussi vu plus haut que la solution 3 a été conçue pour correspondre à un besoin de 1500 MW alors que le besoin réel est beaucoup moindre.

On peut comprendre la stratégie du Transporteur de vouloir comparer des solutions qui soient équivalentes en termes de capacité même si elles créent une réserve de capacité importante parce qu'il n'est pas possible de construire une demi-ligne. Cette manière de concevoir les scénarios de comparaison est toutefois dispendieuse et crée un problème de réserve de capacité, en plus de poser le problème d'allocation des coûts à la bonne catégorie d'investissement tel que vu plus haut.

Mais si l'on construisait plutôt une solution 3 proportionnée aux besoins réels et actuels, quel en serait le coût de construction et surtout quel serait le coût des pertes ? Il nous semble évident que les coûts totaux seraient alors bien inférieurs aux coûts de la solution 1.

Une telle solution 3 réduite et donc mieux adaptée correspondrait au besoin réel, serait beaucoup moins dispendieuse et résoudrait du même coup les inconvénients que le Transporteur a attribué à sa version disproportionnée de la solution 3 dans sa preuve. [35]

> *Par ailleurs, la mise en œuvre de cette solution aurait un impact dans plusieurs installations existantes et soulèverait des difficultés relatives à la disponibilité du réseau de transport au cours des travaux. En effet, l'addition de compensation série impose au Transporteur d'intervenir dans un court délai sur cinq lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec. 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'il est difficile de planifier des retraits de lignes à 735 kV en été dû aux contraintes de capacités thermiques actuelles.*

---

[35] **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (HQT)**, Dossier R-4052-2018, Pièce B-0005, HQT-1, Document 1. Page 21 de 37, lignes 28-34.

RECOMMANDATION NO. 6-1
POUR L'ÉVALUATION D'UNE SOLUTION ALTERNATIVE NO. 3 (COMPENSATION SÉRIE) QUI SOIT RÉALISTE ET ADAPTÉE AUX BESOINS RÉELS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater qu'il n'y a pas vraiment d'avantage économique à la solution 1 Cligne Micoua-Saguenay) par rapport à la solution 3 (compensation en série) si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de 60 %.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater de plus que la version de la solution 3 alternative (compensation série) que décrit le Transporteur dans sa preuve est disproportionnée. Une capacité de compensation série qui serait équivalente à celle de la ligne Micoua-Saguenay dépasse en effet nettement le besoin réel pour sécuriser le réseau d'une instabilité angulaire éventuelle.

Nous recommandons à la Régie de demander plutôt au Transporteur de quantifier avec précision le besoin de capacité additionnelle qui serait nécessaire pour sécuriser le réseau par la compensation série, ceci afin de bâtir un scénario 3 alternatif qui soit plus réaliste, permettant ainsi à la Régie de prendre une décision plus éclairée quant à la demande d'autorisation du projet de ligne Micoua-Saguenay.

7

CONCLUSION

Au présent rapport, nous avons constaté qu'il n'y a au dossier aucun test de stabilité déposé et que par conséquent il n'y a a**ucune preuve que le risque de stabilité angulaire qui fonde le dossier existe vraiment**. Le Transporteur aurait au moins dû déposer un test de stabilité qui démontre le risque d'instabilité angulaire sans l'ajout de la ligne Micoua Saguenay (risque que le Transporteur n'avait pas perçu malgré les modifications de charge plus importantes entre 2010 et 2014-2015 ayant précédé la ligne Chamouchouane).

Nous avons également constaté que **le Transporteur n'a pas quantifié son besoin de transit additionnel** par le dépôt de tests de stabilité successifs réalisés avec des incréments de 200 MW de la production et de la charge. Or, la capacité de transit de la nouvelle ligne proposée serait de plus de 1500 MW, ce qui est très nettement supérieur aux besoins qui, comme on l'a vu, seraient plutôt de l'ordre de seulement 500-1000 MW selon une évaluation avec les données disponibles. L'alternative d'une saturation de compensation en série sur les 5 lignes existantes (scénario 3) dépasserait également manifestement et très nettement le besoin.

Il n'est **pas crédible** que le Transporteur ait attendu jusqu'à un besoin de capacité de cette ampleur pour présenter le projet actuel d'une nouvelle ligne Micoua-Saguenay. On connait le besoin de nouvelle capacité qui se situe entre 500 MW et 1000 MW ce qui correspond à la variation de charges de la Côte-Nord qu'il faut maintenant transporter vers Québec.

Quelle que soit la solution retenue, telle que proposée par le Transporteur, elle va créer une réserve de capacité importante de beaucoup plus de 1000 MW qui sera éventuellement utilisée pour l'intégration d'une nouvelle production future d'Hydro-Québec Production. Cette nouvelle production a toutes les chances de servir à de nouvelles exportations qui sont les charges les plus contraignantes pour le réseau. En effet les exportations sont généralement au sud-ouest du réseau alors que les futures productions seront au nord-est du réseau et que ces nouvelles productions doivent traverser tout le réseau ce qui est très contraignant en termes de stabilité angulaire et en termes de stabilité de tension. **Est-ce que la catégorie *Maintien et amélioration* (payable par tous les clients) doit servir à des investissements visant à structurer le réseau de transport, en y prévoyant une surcapacité qui bénéficiera à l'intégration d'une ressource ou une charge future ?** Si cette interprétation n'est pas la bonne, alors la surcapacité structurante doit être

traitée comme un investissement en croissance. Si au contraire, c'est la bonne interprétation la catégorie *Maintien et amélioration*, alors l'on doit s'assurer qu'elle soit équitablement appliquée de manière à bénéficier à d'autres investissements de surcapacité structurante en vue de raccordements d'autres ressources et charges.

Nous invitons par ailleurs la Régie de l'énergie à constater qu'il n'y a pas vraiment d'avantage économique à la solution 1 (ligne Micoua-Saguenay) par rapport à la **solution 3 (compensation en série)** si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de 60 %. Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater de plus que la version de la solution 3 alternative (compensation série) que décrit le Transporteur dans sa preuve est disproportionnée. Une capacité de compensation série qui serait équivalente à celle de la ligne Micoua-Saguenay dépasse en effet nettement le besoin réel pour sécuriser le réseau d'une instabilité angulaire éventuelle. Nous recommandons donc à la Régie de demander plutôt au Transporteur de quantifier avec précision le besoin de capacité additionnelle qui serait nécessaire pour sécuriser le réseau par la compensation série, ceci afin de bâtir un scénario 3 alternatif qui soit plus réaliste, permettant ainsi à la Régie de prendre une décision plus éclairée quant à la demande d'autorisation du projet de ligne Micoua-Saguenay.

Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie de **refuser d'autoriser le projet de ligne Micoua-Saguenay proposé par Hydro-Québec TransÉnergie**. Si celle-ci dépose une **nouvelle demande d'autorisation ultérieure**, elle devra bonifier son dossier en fournissant la preuve et quantifiant l'instabilité angulaire alléguée, en quantifiant son besoin de transit additionnel et en présentant notamment une version de la solution 3 (compensation série) qui soit adaptée à ce besoin. Si le projet vise, tel que nous le constatons, à répondre à un **besoin de croissance prévue de la charge de point à point d'Hydro-Québec Production**, il devrait être catégorisé à cette fin afin qu'une contribution éventuelle aux coûts puisse être obtenue de cette dernière, conformément aux conditions de service.

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir aussi les autres recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.

RECOMMANDATION NO. 7-1
REJET DE LA DEMANDE D'AUTORISATION

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de **refuser d'autoriser le projet de ligne Micoua-Saguenay proposé par Hydro-Québec TransÉnergie**.

Si celle-ci dépose une **nouvelle demande d'autorisation ultérieure**, elle devra bonifier son dossier en fournissant la preuve et quantifiant l'instabilité angulaire alléguée, en quantifiant son besoin de transit additionnel et en présentant notamment une version de la solution 3 (compensation série) qui soit adaptée à ce besoin. Si le projet vise, tel que nous le constatons, à répondre à un **besoin de croissance prévue de la charge de point à point d'Hydro-Québec Production**, il devrait être catégorisé à cette fin afin qu'une contribution éventuelle aux coûts puisse être obtenue de cette dernière, conformément aux conditions de service.