

R-3887-2014

HQT – Demande relative au Projet à 735 kV
de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île

Rapport d'analyse

Préparé par:

Pascal Cormier

Économiste

Pour :

l'AQCIE/CIFQ

10 Octobre 2014

Table des matières

	Page
1. Mandat	3
2. Introduction	3
3. Description des deux solutions envisagées par le Transporteur	5
4. Justification du projet	6
5. Analyse économique	13
6. Conclusion	17

1. Mandat

L'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE) et le Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ) nous ont donné le mandat d'analyser la demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative au projet de ligne de transport à 735 kV entre le poste Chamouchouane et le poste Bout-de-l'Île

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à L'AQCIE/CIFQ afin que celui-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie.

2. Introduction

La demande du Transporteur est présentée en vertu des articles 31 (5o) et 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie ainsi qu'en vertu des articles 1, 2 et 3 du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie.

Le projet, dont le coût s'établit à 1,1G\$, s'inscrit dans les catégories d'investissement «maintien et amélioration de la qualité de service», «maintien des actifs» et «croissance des besoins de la clientèle». Une particularité importante de ce projet est que les coûts associés à la portion «croissance des besoins de la clientèle» correspondent exactement aux montants de certains investissements autorisés dans les décisions sur l'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 (décision D-2011-083, Dossier R-3757-2011) et sur le raccordement des centrales du complexe de la Romaine (décision D-2010-165, dossierR-3742-2010).

Dans la décision procédurale D-2014-118, la Régie a rappelé la toile de fond du présent dossier et le cadre juridique qui lui est applicable. :

[19] Les coûts du Projet alloués à la catégorie d'investissement «croissance des besoins de la clientèle » correspondent intégralement à la somme des montants des investissements autorisés dans les décisions D-2011-083³ et D-2010-165⁴ pour des travaux de renforcement du réseau principal qui se trouvent substitués par le Projet. Le Transporteur soumet que le Projet permet notamment une optimisation, au plan global, de solutions optimisées au plan individuel pour les projets autorisés par ces décisions.

[20] La Régie considère que la méthodologie de répartition des coûts entre les catégories d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de

service », « maintien des actifs » et « croissance des besoins de la clientèle », a un impact tarifaire. Par conséquent, ce sujet est d'intérêt à l'examen de la demande.

Il est aussi important de rappeler le libellé de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;

2° étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;

3° cesser ou interrompre leurs opérations;

4° effectuer une restructuration de leurs activités ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la présente loi.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;

2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.

1996, c. 61, a. 73; 2000, c. 22, a. 24.”

Nous entendons démontrer que la demande d'autorisation du présent dossier doit être rejetée pour les raisons suivantes:

- Les risques associés à la solution 2, qui consiste en l'ajout de compensation série, en particulier en période estivale, sont non fondés;

- L'estimation des pertes électriques associées à la solution 2 justifiant le choix du projet de ligne est surestimée;
- L'analyse économique comparant les deux scénarios envisagés n'est pas complète puisqu'elle n'inclut pas le coût du poste Judith-Jasmin;
- La capacité de transit de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île dépasse les besoins de la charge locale et ceux des clients point à point existants. Cette surcapacité a pour conséquence de favoriser les détenteurs futurs de droits de transport ferme point à point associés à des projets de nouvelles interconnexions.

3. Description des deux solutions envisagées par le Transporteur

Dans le cadre de son processus de planification, le Transporteur a évalué deux solutions pour répondre aux besoins de sa clientèle, soit:

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

Solution 1: Ajout d'une nouvelle ligne au réseau de transport principal à 735 kV

Le projet du Transporteur, tel que défini à la pièce HQT-1, document 1 révisée le 25 juillet 2014¹, consiste en la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes de la Chamouchouane et la région métropolitaine de Montréal, soit plus précisément au nouveau poste Judith-Jasmin. Il est important de mentionner que le nouveau poste Judith-Jasmin, d'une valeur supérieure à 25 M\$, n'a pas encore été soumis à la Régie pour une autorisation des investissements requis. Le projet consiste également en la déviation de la ligne 735 kV de la Jacques-Cartier-Duvernay vers le poste du Bout-de-l'Île, par l'addition d'un nouveau tronçon de ligne à 735 kV. L'augmentation de la capacité du réseau de transport suite à la construction de la nouvelle ligne permettra d'intégrer la nouvelle production du complexe la Romaine ainsi que celle des projets éoliens issus de l'appel d'offres 2005-03. Toujours selon la preuve au dossier, la construction de la nouvelle ligne permettra également une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1800MW au sud du réseau. Finalement, il est important de comprendre que la construction de la nouvelle ligne remplacera certains travaux de renforcement du réseau principal qui ne sont pas amorcés, mais qui étaient prévus dans le cadre de ces deux projets autorisés par la Régie dans les dossiers R-3842-2010 et R-3857-2011. Nous comprenons également que le Transporteur a déjà amorcé certains autres travaux faisant partie de la solution 2.

¹ HQT-1, Document 1 Révisée, page 26 de 47

Solution 2: Ajout de compensation série dans les postes existants

Cette solution comporterait notamment les interventions suivantes:

- L'ajout de neuf nouvelles plateformes de compensation série;
- Le remplacement des systèmes de protection de dix-sept lignes à 735 kV répartis dans quinze postes;
- Le remplacement des systèmes de protection de neuf lignes à 315 kV.

Selon la preuve au dossier, l'ajout de compensation série engendrera une hausse du niveau des pertes plus importante que dans le cas de la solution 1. Nous aborderons la détermination du niveau de pertes dans la section traitant de l'analyse économique.

4. Justification du projet

La justification principale du projet de ligne proposé par le Transporteur est liée au fait que l'ajout de cette ligne aura pour conséquence de résoudre l'enjeu associé à l'effet d'entonnoir à la hauteur du poste Chamouchouane. Cet effet d'entonnoir a pour conséquence d'engendrer des pertes sur le réseau de Transport. Nous ne contestons pas les conclusions techniques du Transporteur voulant que la configuration actuelle du réseau puisse engendrer des pertes électriques. Nous sommes aussi de l'avis du Transporteur que la mise en place d'un nouveau lien de 735 kV pourrait réduire les pertes sur le réseau. Toutefois, nous ne partageons pas l'opinion du Transporteur en ce qui a trait aux impacts de cet effet d'entonnoir pour les clients actuels du Transporteur. En effet, comme il en sera question dans la section suivante, nous estimons que le montant de charges d'exploitation associé aux pertes évalué à 873,7 M\$² est trop élevé.

De plus, le Transporteur justifie le projet par le fait qu'il apportera une diversification de l'alimentation du poste Bout-de-l'Île. Il est important de noter que le nouveau projet de ligne n'apporte aucune assurance qu'il y aura de la production additionnelle par rapport à la solution 2. La solution 2 aura aussi pour incidence d'acheminer la production des centrales du complexe la Romaine et celle des centrales éoliennes vers les centres de charge situés au sud du réseau, et ce, à un coût bien inférieur.

De plus, le Transporteur justifie le projet en mentionnant que le projet de ligne aiderait à soulager le réseau en période estivale eu égard à des besoins de plus en plus importants de climatisation. Le Transporteur mentionne à la page 12 du document HQT-1, Document 1 révisé³:

«Les lignes à 735 kV étant de plus en plus sollicitées tant l'été que l'hiver, à mesure que le réseau évolue, le Transporteur dispose de moins de marge de

² Pièce B-0018, page 33

³ Pièce B-0018, page 12

manœuvre pour garantir la fiabilité du réseau en temps réel. L'augmentation des transits sur les lignes peut maintenant conduire à des dépassements de la capacité thermique de certaines lignes à 735 kV en été, obligeant le Transporteur à limiter les transits. Cela est survenu pour la première fois au cours de l'été 2012, alors que des températures particulièrement élevées se sont ajoutées à la complexité de l'exploitation d'un réseau déjà fortement sollicité. Le réseau est conçu en fonction des conditions de pointe de la consommation d'hiver et cela a toujours garanti la couverture des pointes estivales, notamment de par le grand écart de consommation entre les deux saisons. Toutefois, compte tenu du fait que certains paramètres sont en changement, des considérations secondaires doivent être incorporées aux analyses de réseau. En raison de l'augmentation de la consommation québécoise en période estivale, en grande partie attribuable à la climatisation, et compte tenu des pointes de température plus élevée qu'avant, le réseau en été est devenu vulnérable, au fil des ans, à l'indisponibilité prolongée de certaines lignes de même qu'aux niveaux record de température.

La gestion des limites thermiques s'avère une tâche fort complexe pour le Transporteur notamment parce que toute une gamme de configurations de réseau peut survenir. À titre d'exemple, il n'est pas rare d'avoir en réseau, de façon simultanée, une ligne en entretien, un compensateur statique ou synchrone indisponible, une contrainte de production qui survient sur un des axes de transport alors que de façon inopinée, un alternateur de centrale devient hors service. Lorsque s'ajoute à cela le fait que la consommation estivale en été est plus élevée qu'avant et que la température extérieure augmente au-delà de maximums habituels, certaines lignes atteignent leur capacité thermique. Comme le réseau est intégré, il devient souvent impossible de redistribuer la production pour éviter la surcharge d'une ligne particulière, puisque c'est une autre ligne qui risque alors de se trouver en surcharge. Par ailleurs, le Transporteur peut rarement compter sur des importations d'énergie électrique en été, contrairement à ce qu'il peut faire à la pointe hivernale, car si le réseau du Transporteur est en condition de température élevée, la situation est en général pire chez les réseaux voisins, aux États-Unis notamment (nos soulignés).»

Le Transporteur ne répond que partiellement à la demande de renseignements 5.1 de L'AQCIE/CIFQ⁴, en fournissant uniquement des données annuelles et en incluant uniquement la demande de la charge locale.

⁴ Pièce B-0032, page 8, ligne 14 à 30

Demandes :

- 5.1. Afin de nous permettre de bien comprendre l'évolution de la demande des clients du Transporteur, veuillez fournir en format Excel la demande en électricité sur une base horaire du réseau du Transporteur pour les années 2005, 2010 et 2012.

R5.1

Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre de cette audience. Par courtoisie, sans admission et pour des fins de compréhension de l'intervenant seulement, le Transporteur offre les renseignements suivants.

Le Transporteur présente au tableau R5.1 les besoins de la charge locale sur le réseau de transport à la pointe d'hiver et à la pointe d'été pour les années 2004 à 2013.

Tableau R5.1
Besoins de la charge locale à la pointe d'hiver et d'été

MW	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pointe d'hiver	35 514	34 429	31 926	35 460	34 760	36 415	34 208	37 384	35 035	38 394
Pointe d'été	18 774	20 889	20 777	20 964	20 198	19 615	21 450	20 689	20 693	21 413

Il aurait été pertinent d'avoir la demande totale des clients du Transporteur, incluant celle provenant des clients point à point, et ce, sur une base horaire afin de démontrer, données à l'appui, que les niveaux de transits aux interconnexions varie au court de l'année.

Toutefois, il est possible de déduire que les transits sur les interconnexions en mode exportation peuvent être plus importants en période estivale qu'en pointe hivernale. En effet, les capacités de transport ferme point à point des clients possédant de la production dans la zone de réglage du Québec étaient, en 2013, de 4 683 MW dont 4 136MW appartenaient au Producteur⁵. Donc, si nous additionnons, pour l'année 2013, les capacités de transport ferme point à point aux besoins de la charge locale fournis en réponse à la question 5.1 de l'AQCIE/CIFQ, nous arrivons avec une demande potentielle de 43 077 MW en pointe d'hiver et de 26 096 MW en pointe d'été.

L'autre donnée pertinente pour déterminer les transits potentiels aux interconnexions en mode exportation est liée à la capacité maximale de production dans la zone de réglage Québec pouvant répondre à l'ensemble des besoins des clients du Transporteur. À cet effet, le Distributeur fournit à la Régie, en suivi de la décision D-2011-162, les données concernant les critères de fiabilité en puissance. Plus précisément, on trouvera, reproduit ci-dessous, le tableau qui se trouve à l'annexe E, intitulé « Respect du critère de fiabilité en puissance – Conciliation des données⁶ ».

⁵ Dossier R-3903, pièce B-0027, page 5, Tableau 1

⁶ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeE_SuiviD-2011-162_13dec2013.pdf

ANNEXE E

Confidentiel

Conciliation des données en MW pour la pointe 2013-2014

OFFRE	HQD (1)	NERC (2)	NPCC (3)	HQP (4)
Ressources d'Hydro-Québec Production		(Notes A & B)	(Note B)	
- Ressources disponibles existantes	-	39 169	38 820	38 190
- Puissance interruptible	-	660	570	528
- Nouvelles ressources planifiées à la prochaine pointe	-	-	-	-
- Achats de court terme	-	500	500	1 000
- Engagements nets - Hors-Québec	-	-898	-	-
Ressources d'Hydro-Québec Distribution				
- Électricité patrimoniale	37 442	-	-	-
- TransCanada Energy	0	-	-	-
- Contrats de long terme avec HQP	750	-	-	-
- Contrats de biomasse	181	151	181	-
- Contrats d'éolien	766	451	656	-
- Contrats de petites hydrauliques	48	48	48	-
- Option d'électricité interruptible	1 307	850	850	-
- Autre approvisionnement de long terme	150	150	150	-
- Abaissement de tension	250	250	250	-
- Contrats de puissance de court terme	300	370	1 100	-
A) Total Offre - incluant nouvelles ressources planifiées	41 194	41 701	43 125	39 718
DEMANDE	HQD (1)	NERC (2)	NPCC (3)	HQP (4)
Engagements d'Hydro-Québec Production				
- Engagement relié à l'électricité patrimoniale	-	-	-	64 342
- Autres engagements envers HQD	-	-	-	863
- Engagements envers des tiers	-	-	-	1 123
- Consommation des centrales	-	-	-	67
Besoins du Distributeur				
- Besoins réguliers du Distributeur - réseau intégré	37 510	s/o	s/o	-
- Besoins québécois	-	37 233	38 465	-
B) Total Demande	37 510	37 233	38 465	36 396
C) Réserve disponible (A - B)	3 684	4 468	4 660	3 322

Notes :

- (A): Dans les bilans déposés à la NERC, les engagements d'HQP sur les marchés hors-Québec s'inscrivent en réduction des ressources disponibles. Les moyens de gestion de la demande sont maintenant inscrits en tant que ressources.
 (B): Dans les documents de la NERC et du NPCC, les bilans représentent l'équilibre offre-demande pour l'ensemble de la zone de réglage du Québec. Les ressources d'HQD et celles d'HQP sont donc agrégées.

Sources :

- (1): Suivi administratif des critères de fiabilité, novembre 2013, Annexe D, Bilan de HQD pour la pointe 2013-2014.
 (2): 2013/2014 Winter Assessment, NERC, novembre 2013. Basé sur les données disponibles à l'été 2013.
 (3): 2013 Quebec Area Interim Review of Resource Adequacy - NPCC, approuvée par le RCC en décembre 2013. Basé sur les données disponibles à l'automne 2013.
 (4): Suivi administratif des critères de fiabilité, novembre 2013, Annexe C, Bilan de HQP pour la pointe 2013-2014.

Comme nous pouvons le constater, à la colonne 3, la puissance totale disponible provenant de la production située au Québec était de 40 925 MW⁷ lors de la pointe 2013-2014.

Le tableau suivant concilie l'information fournie dans les paragraphes précédents :

Tableau 1

Demande maximum des clients du Transporteur en 2013				
	Charge locale (A)	Point a point*(B)	Production disponible (C)	Capacité excédentaire (D)**
Pointe d'hiver	38 394	4 136	40 925	-1 605
Pointe d'été	21 413	4 136	40 925	15 376

* La demande point à point est limitée à celle du Producteur, car les autres clients point à point possèdent leur propre production qui n'est pas incluse à la colonne C

** $D = C - A - B$

La valeur négative que l'on retrouve à la colonne D du tableau 1 pour la pointe d'hiver démontre qu'il n'y a pas suffisamment de production installée au Québec pour répondre à l'ensemble des réservations fermes point à point du Producteur. Toutefois, en période estivale, il semble qu'il y ait amplement de production pour répondre à 100% des réservations fermes point à point du Producteur. Étant donné les prix élevés qui prévalent sur les réseaux voisins en période estivale, nous pouvons émettre l'hypothèse que les interconnexions en période de pointe estivale seront fortement utilisées.

Il est donc faux de prétendre, comme le fait le Transporteur (voir extrait ci-dessus), que la charge locale ne peut utiliser les interconnexions pour répondre à ses besoins en été. En effet, en période de fortes pointes estivales sur les réseaux voisins, la charge locale pourra avoir accès à plusieurs milliers de MW qui transitent sur les interconnexions vers les réseaux voisins. Même si les interconnexions servent à répondre à des besoins d'exportation, elles demeurent disponibles en mode importation. De plus, l'existence de ces transits importants en exportation démontre que le Producteur n'aura aucun problème à répondre aux besoins du Distributeur (ex.: énergie patrimoniale) en période estivale, et ce, avec la configuration du réseau actuelle. Cette situation de surplus énergétique

⁷ Le montant de production correspond au montant de la ligne A colonne C moins les éléments suivants : option d'électricité interruptible, abaissement de tension et contrats de puissance de court terme. Ces éléments ont été retirés soit parce qu'ils ne peuvent être utilisés sur une période de plus de quelques heures ou soit parce qu'ils nécessitent l'utilisation des interconnexions en mode importation.

en été, au Québec, est confirmée par le NPCC dans son dernier rapport concernant l'été 2014 (voir le tableau 2 ci-dessous)⁸

Tableau 2: Québec (Northeast Power Coordinating Council Reliability

Control Area Load and Capacity									
Week Beginning Sundays	Installed Capacity MW ¹	Net Interchange MW ²	Total Capacity MW	Load Forecast MW ³	Interruptible Load MW	Known Maint./Derat. MW	Req. Operating Reserve MW	Unplanned Outages MW	Net Margin MW
27-Apr-14	43,523	-1,153	42,370	23,674	0	11,930	1,500	1,200	4,066
4-May-14	43,523	-1,153	42,370	22,699	0	11,598	1,500	1,200	5,372
11-May-14	43,523	-1,153	42,370	21,769	0	11,831	1,500	1,200	6,070
18-May-14	43,523	-1,153	42,370	21,039	0	11,875	1,500	1,200	6,756
25-May-14	43,523	-1,153	42,370	20,767	0	11,390	1,500	1,200	7,513
1-Jun-14	43,523	-1,413	42,110	20,767	0	11,041	1,500	1,200	7,601
8-Jun-14	43,523	-1,413	42,110	20,914	0	11,926	1,500	1,200	6,570
15-Jun-14	43,523	-1,413	42,110	21,113	0	11,274	1,500	1,200	7,023
22-Jun-14	43,523	-1,413	42,110	20,803	0	10,088	1,500	1,200	8,519
29-Jun-14	43,523	-1,413	42,110	20,522	0	10,635	1,500	1,200	8,253
6-Jul-14	43,523	-1,413	42,110	20,744	0	11,736	1,500	1,200	6,930
13-Jul-14	43,523	-1,413	42,110	20,790	0	11,146	1,500	1,200	7,474
20-Jul-14	43,523	-1,413	42,110	20,315	0	10,868	1,500	1,200	8,227
27-Jul-14	43,523	-1,413	42,110	20,162	0	10,169	1,500	1,200	9,079
3-Aug-14	43,523	-1,413	42,110	20,486	0	10,329	1,500	1,200	8,594
10-Aug-14	43,523	-1,413	42,110	20,607	0	11,232	1,500	1,200	7,570
17-Aug-14	43,523	-1,413	42,110	20,509	0	11,042	1,500	1,200	7,858
24-Aug-14	43,523	-1,413	42,110	20,557	0	11,102	1,500	1,200	7,750
31-Aug-14	43,523	-1,413	42,110	20,262	0	11,736	1,500	1,200	7,412
7-Sep-14	43,523	-1,413	42,110	20,269	0	11,725	1,500	1,200	7,416
14-Sep-14	43,523	-1,413	42,110	20,275	0	10,725	1,500	1,200	8,410
21-Sep-14	43,523	-1,413	42,110	20,759	0	9,507	1,500	1,200	9,144

Notes

- 1) Includes Independent Power Producers (IPPs) and available capacity of Churchill Falls at the Newfoundland - Québec border.
- 2) Forecasted net interchange.
- 3) Expected weekly internal peak load plus additional MW for Cornwall including losses.

Comme nous pouvons le constater, même avec des entretiens réduisant de plus de 10 000 MW la capacité de production (voir la colonne (Know Main/Derat.), tableau 2) les marges de fiabilité (voir la colonne «Net Margin» du tableau 2) se situent entre 4 066 et 9 144 MW. Ces marges sont amplement suffisantes pour répondre aux besoins de climatisation mentionnés en preuve par le Transporteur.

La configuration actuelle du réseau offre suffisamment de marge de manœuvre pour répondre aux besoins de ses clients tout en respectant les critères de fiabilité du NPCC. Selon notre compréhension de la preuve au dossier, uniquement une hausse importante (plus de 1 000 MW) de la demande des clients du Transporteur pourrait justifier la construction d'une nouvelle ligne entre le poste de Chamouchouane et le poste Bout-de-l'Île. À cet effet, il est intéressant de noter que le Transporteur estime que la présence d'une nouvelle ligne en réseau assurera une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau⁹. Selon nous, uniquement de nouvelles interconnexions pourraient faire augmenter la demande des clients du

⁸https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/2014S_NPCC%20Seasonal%20Assessment%20Final%20Report.pdf

⁹ Pièce B-0018, page 27, lignes 6 à 9.

Transporteur de façon significative à court et moyen terme. La hausse de la demande associée à la climatisation ne peut être que graduelle et ne pourrait atteindre un niveau de plusieurs milliers de MW qu'après de nombreuses années. En définitive, les arguments associés à la fiabilité mentionnés par le Transporteur ne justifient pas la construction d'une ligne de plus d'un milliard de dollars sans une hausse prouvée et significative de la demande au sud du Réseau.

Finalement, il est important de mentionner que les deux solutions évaluées par le Transporteur répondent aux normes de fiabilité auxquelles le Transporteur est assujéti.

Recommandation : La Régie devrait considérer que les risques de fiabilité associés par le Transporteur à la solution 2 ne sont pas fondés, car les interconnexions situées dans la partie sud du réseau, d'une capacité de plus de 6 000 MW en mode importation, sont toujours disponibles pour répondre aux besoins québécois. De plus, la Régie devrait tenir compte du fait que la solution 1 proposée par le Transporteur répond à des besoins liés à de futures réservations point à point, ce qui n'est pas le cas pour la solution 2.

5. Analyse économique

Avant de traiter en détail de l'analyse économique faite par le Transporteur pour justifier le projet de ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île, il est important de mentionner que le 25 juillet 2014, le Transporteur a amendé sa demande d'autorisation, en avisant la Régie que le projet serait modifié par l'inclusion de la construction d'un nouveau poste à 735-120-25 kV, nommé Judith-Jasmin. Ce poste fera l'objet d'un dossier d'investissement qui sera déposé pour approbation à la Régie. Selon nous, l'analyse économique fournie en preuve par le Transporteur ne peut être considérée par la Régie, car elle n'est pas complète. Nous comprenons que la Régie prendra en compte l'information qui sera déposée dans le dossier d'investissement du poste Judith-Jasmin avant de rendre une décision définitive dans le présent dossier; toutefois, il est important de comprendre qu'il est difficile pour les intervenants d'analyser cette preuve de façon adéquate sans l'information complète.

De plus, nous sommes préoccupé par le fait que le Transporteur ait refusé d'obtempérer à la demande de la Régie¹⁰ de déposer les résultats de la comparaison économique avec les données de 2013. Compte tenu de l'ampleur de l'investissement, il est primordial que la Régie puisse avoir l'ensemble des éléments d'information nécessaires pour prendre une décision éclairée.

Un autre aspect à considérer dans l'évaluation de la validité de l'analyse économique justifiant le projet de ligne est que certains travaux de renforcement du réseau principal faisant partie de la solution 2 ont déjà été entamés. Une

¹⁰ Pièce B-0044, Page 14, ligne 14 à 26.

refonte de l'analyse avec les données les plus récentes pourrait incorporer ce fait et ainsi offrir un portrait plus juste de la situation.

Malgré qu'il manque certains éléments de preuve pour faire une évaluation complète de l'analyse économique il nous est toutefois possible d'analyser certaines hypothèses utilisées par le Transporteur pour son analyse économique.

Le Transporteur a comparé les coûts des solutions envisagées au moyen d'une analyse économique réalisée en 2009. Depuis 2009, les coûts de la solution 1 ont grandement augmentés.

L'estimation des coûts des solutions envisagées tient compte des investissements requis pour la construction, des réinvestissements, des valeurs résiduelles, de la taxe sur les services publics, des pertes électriques et du coût du capital. L'analyse a été faite sur une période de 57 ans, soit 50 ans après sa mise en service. Le tableau 3 (voir ci-dessous) produit en preuve à la page 33 de la pièce B-0018 résume l'analyse économique faite par le Transporteur.

Tableau 3
Comparaison économique des solutions
(M\$ actualisés 2009)

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

À la lecture du tableau 3, nous pouvons constater que la principale justification économique favorisant la solution 1 réside dans le calcul des charges d'exploitation liées aux pertes électriques. De plus, comme nous l'avons mentionné ci-dessus, les montants indiqués pour la catégorie investissements ne représentent pas la réalité de coûts actualisés en date d'aujourd'hui.

Afin de valider la robustesse de l'analyse économique faite par le Transporteur, nous allons évaluer la méthodologie utilisée pour déterminer les charges d'exploitation associées aux pertes électriques.

En réponse aux questions 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 6.1 et 6.4 de la demande de renseignements 1 de la Régie¹¹, le Transporteur a fourni les hypothèses utilisées pour le calcul des pertes.

- L'estimation de 117 MW de perte de puissance est basée sur l'hypothèse que la demande de pointe du réseau sera de 41 780 MW pour la charge locale et de 5 135 MW pour le service de transport point à point, pour un total de 46 915 MW. Le Transporteur émet l'hypothèse que la totalité de la production éolienne (2 000 MW) et de celle de la Romaine (1550 MW) sera en fonction lors de la pointe hivernale dès 2016.
- Les pertes en énergie de 524 GWh sont calculées selon les hypothèses suivantes:
 - Pertes en puissance: 117 MW
 - Facteur de charge (fc): 0,70
 - Facteur de perte (fp): $0,9 \times fc^2 + 0,1 \times fc = 0.511$
 - Pertes en énergie: (perte de puissance) x fp x 8760 heures = 524 GWh
- Prix de la puissance: 40 \$/kW (indexé à 2% par année)
- Prix de l'énergie: 94 \$ / MWh (indexé à 2% par année)

Premièrement, à la réponse R.6.4, le Transporteur informe la Régie que des analyses plus récentes ont démontré que la valeur des pertes en puissance est passée de 117 MW à 100 MW.

Selon nous, le Transporteur surestime le niveau des pertes en utilisant une demande de pointe du réseau de 45 900 MW¹², laquelle est trop élevée. En effet, compte tenu de la puissance installée reconnue par le NPCC pour l'hiver 2013-2014 de 40 925 MW (voir tableau 1 ci-dessus) et en y ajoutant la contribution réaliste des centrales de la Romaine (facteur d'utilisation de 65%: 1550 MW x 0.65 = 1 008 MW) et des centrales éoliennes (facteur d'utilisation de 30%: 2000 x 0.30 = 600 MW), nous pouvons estimer que la puissance totale qui pourra transiter sur le réseau devrait être de 42 533 MW. En faisant une règle de trois, et en utilisant l'hypothèse que la pointe du réseau soit de 42 533 MW, nous estimons que les pertes de puissance devraient être de 93 MW au lieu des 100 MW estimés par le Transporteur.

En ce qui concerne le facteur de charge (fc), en utilisant les données fournies dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023 pour l'année 2016¹³ (Besoins annuels de 184,8 TWh et une pointe pour l'hiver 2015-2016 de 37 607 MW), nous estimons qu'il devrait être de 0,56 au lieu de 0.70. La valeur de 0.56 est déterminée en émettant l'hypothèse que le facteur de charge des clients point à point (5 135 MW) est identique à celui de la charge locale. Le facteur de

¹¹ Pièce B-0025, pages 3 et 4,

¹² Pièce B-0037, page 21

¹³ Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, tableaux 4.2 et 4,3

charge passerait à 0,61, si nous utilisons l'hypothèse que le facteur de charge des clients point à point serait de 100%.

Finalement, nous estimons que les prix d'énergie utilisés dans l'analyse du Transporteur ne correspondent pas à la réalité du marché actuel. En effet, depuis 2008 les prix du gaz naturel ont chuté fortement, ce qui a eu pour effet de réduire les prix de l'électricité sur les réseaux voisins. Compte tenu de l'abondance des réserves de gaz de schiste, nous prévoyons que les prix demeureront bas pour encore plusieurs années. Les prix de référence utilisés par le Transporteur sont beaucoup plus élevés que les prix de l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.

Tableau 4

Pertes d'énergie annuelles (GWh)			
Pertes en puissance	fc: 0,70	fc: 0,56	fc:0,61
117 MW	524	346	395
100 MW	448	296	337
93 MW	415	274	321
Charges d'exploitation les hypothèses de prix du Transporteur (M\$)			
Pertes en puissance	fc: 0,70	fc: 0,56	fc:61
117 MW	873,7	576,9	658,6
100 MW	747,0	493,5	561,9
93 MW	691,1	457,4	535,5
Charges d'exploitation avec une réduction de prix de 25% (M\$)			
Pertes en puissance	fc: 0,70	fc: 0,56	fc:61
117 MW	655,3	432,7	494,0
100 MW	560,2	370,2	421,4
93 MW	518,4	343,1*	401,6

*Valeur des charges d'exploitation que nous proposons pour l'analyse économique

Le tableau 4 ci-dessus démontre qu'en ajustant les hypothèses sur une base plus réaliste, nous arrivons avec un niveau de pertes qui engendre des charges d'exploitation inférieures au coût incrémental de la solution 1 par rapport à la solution 2. En effet, le coût total de la solution 1 est de 1 083,4 M\$ comparativement 551,0 M\$ pour une différence nette de 532 M\$. Cette valeur est supérieure à notre estimation des charges d'exploitation liées aux pertes de 343,1 M\$.

Recommandation: Refuser les conclusions de l'analyse économique faite par le Transporteur car elle est incomplète et qu'elle surestime grandement les charges d'exploitation liées aux pertes électriques.

6. Conclusion

Suite à l'analyse de la preuve, nous recommandons de ne pas autoriser la demande relative au Projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Les justifications apportées par le Transporteur voulant que l'effet d'entonnoir cause des enjeux de fiabilité ne justifient pas un investissement aussi important. En effet, l'autre solution évaluée par le Transporteur est moins coûteuse et répond aussi aux normes de fiabilité du Transporteur.

En ce qui concerne les justifications économiques, les éléments au dossier ne permettent pas de démontrer un avantage à opter pour l'option de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île. En effet, l'analyse économique tient compte de données économiques de 2009 et ne prend pas en considération l'évolution des différents paramètres utilisés pour l'analyse comme par exemple le coût total du projet en date d'aujourd'hui. De plus, l'évaluation des pertes qui, à elle seule, justifiait l'option de la ligne, était basée sur des hypothèses irréalistes. Une fois ces hypothèses rectifiées, nous arrivons à la conclusion que les charges d'exploitation associées aux pertes de l'option alternative, soit la pose de compensation série, sont inférieures au coût supplémentaire qu'engendre l'option de la ligne.

De plus, nous notons que les coûts du nouveau poste Judith-Jasmin ne sont toujours pas connus et ne font donc pas partie de l'analyse économique ce qui ne nous permet pas d'avoir l'ensemble des éléments pouvant justifier la construction de la ligne.

Finalement, suite aux différentes demandes d'information faites dans le cadre du dossier, il s'avère que l'augmentation des capacités de transport sur le Réseau du Transporteur permettra le transit d'énergie provenant de nouvelles sources de production pouvant potentiellement alimenter de nouvelles interconnexions. Cette situation est préoccupante, car le projet de ligne semble être conçu pour le transit d'énergie qui n'est pas associé à une ou plusieurs conventions de service de transport ferme garantissant des revenus au Transporteur. Nous sommes d'avis que chaque ajout au réseau de transport ayant pour impact d'augmenter les capacités de transit doit être associé à une nouvelle charge garantissant un revenu.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons à la Régie de ne pas accepter la demande du Transporteur.