R-4052-2018

DEMANDE RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 KV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

9 janvier 2019

Table des matières

1. Introduction 3

2. Retour sur le projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île 4

2.1. Surestimation de la production raccordée 4

2.2. Surestimation des pertes évitées en puissance et en énergie 5

3. Démonstration du besoin 7

3.1. Critères de conception 7

3.2. Demande d'électricité du Distributeur 8

3.3. Problématiques soulevées par le Transporteur 12

3.4. Surestimation de la production raccordée 14

3.5. Pas de congestion en réseau noble 18

3.6. Condition de réseau (N-1)-1500 24

3.7. Commentaires sur la solution temporaire 26

4. Choix de la meilleure solution 28

4.1. Solution 1 – Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay 28

4.2. Solution 2 – Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides 29

4.3. Solution 3 – Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec 29

4.4. Surestimation des pertes différentielles 29

4.5. Coûts évités en puissance et en énergie 32

4.6. Absence de modulation de la construction des plateformes de compensation série 32

4.7. Notion de service équivalent 34

5. Conclusion 35

1. Introduction

Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») d'autoriser la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay ainsi que la réalisation des travaux connexes (le « Projet) dont le coût s'établit à 792,7 M$.

Le Transporteur propose d'inscrire le Projet dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service » puisque, selon lui, il vise à maintenir la fiabilité du réseau de transport.

Dans ce mémoire, l'AHQ-ARQ fera d'abord un retour sur le projet Chamouchouane – Bout-de-l`Île afin de mettre en contexte la capacité du Transporteur à prévoir les paramètres importants menant à une solution optimale. Elle analysera ensuite si le Projet est vraiment requis à compter de 2022 et, le cas échéant, elle voudra s'assurer que la solution préconisée par le Transporteur est la meilleure.

Dans ce contexte, l'AHQ-ARQ fera la démonstration que la production simulée par le Transporteur à la pointe 2020-2021 est surestimée ce qui peut avoir un effet majeur sur la survenance ou non des événements justifiant le Projet et sur le besoin de celui-ci ainsi que, le cas échéant, sur calcul des pertes différentielles qui seraient alors surestimées. L'AHQ-ARQ démontrera aussi qu'au cas où le Projet était requis, la solution optimale pourrait être la construction de plateformes de compensation série avec les coûts globaux actualisés les plus bas, sans compter que ces coûts seraient encore plus bas avec une modulation dans le temps de ces constructions si et lorsque nécessaires.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Retour sur le projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île

Avant de passer à l'analyse du Projet qui fait l'objet de la présente demande, l'AHQ-ARQ considère qu'il est utile de revenir sur le projet de la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l`Île[1] afin de tirer quelques leçons du passé récent.

Les principaux constats de ce projet vu d'aujourd'hui sont principalement d'une part, une surestimation de la production raccordée et, par conséquent, de la charge alimentée et, d'autre part, d'une surestimation des pertes évitées par le projet provenant de cette surestimation de la production raccordée et en plus provenant de la méthode pour transférer en énergie les pertes évitées en puissance.

2.1. Surestimation de la production raccordée

Le projet Chamouchouane – Bout-de-l`Île a été justifié par une production raccordée de 46 915 MW tel qu'il apparaît au tableau suivant[2] :

TABLEAU 3

VALEURS ASSOCIÉES À LA CHARGE LOCALE, AU SERVICE DE POINT À POINT ET À LA PRODUCTION RACCORDÉE DES DIFFÉRENTES DEMANDES

	Présent Projet (R-3887-2014)	A/O 2005-03 (R-3742-2010)	La Romaine (R-3757-2011)
Charge locale (MW)	41 780	41 840	41 525
Service de transport point à point (MW)	5 135	3 935	2 275
Production raccordée (MW)	46 915	45 775	43 800

Source : Pièce B-0025, p. 16, tableau 2.

[1] R-3887-2014.
[2] D-2015-023, dossier R-3887-2014, page 23, tableau 3.

À l'époque, l'AHQ-ARQ avait qualifié cette prévision d'« utopique »[3]. Aujourd'hui, force est de constater que ce qualificatif n'était pas trop fort alors qu'on ne voit pas le jour où la production raccordée au réseau de transport principal va même s'approcher d'une telle valeur de 46 915 MW. Comme il sera exposé plus bas à la section 3.4, même la valeur de 43 811 MW retenue dans le présent dossier n'est pas réaliste alors que la charge totale, alimentée par la production disponible, n'a jamais dépassé la valeur de 40 812 MW observée le 10 février 2017[4]. Récemment, le Transporteur reconnaissait aussi que le réseau avait été planifié avec une pointe projetée dont les transits sont supérieurs à la situation réelle vécue en 2016[5].

2.2. Surestimation des pertes évitées en puissance et en énergie

Alors que le Transporteur escomptait dans son analyse économique des pertes évitées avec la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l`Île de 94 MW à la pointe[6] à compter de 2018-2019[7], le résultat simulé à la pointe de 2016 n'a été que de 43 MW[8], soit moins de la moitié de la valeur prévue. De cet écart de 51 MW, le Transporteur en explique 21 MW par un ajustement du tracé de la ligne depuis le dossier R-3887-2014, donnant lieu au tracé final « Chamouchouane-Duvernay » et la valeur restante de 30 MW par la surestimation susmentionnée de la prévision de la production raccordée[9].

Après avoir déterminé les pertes de transport évitées à la pointe du réseau comme décrit ci-dessus, le Transporteur recommandait d'utiliser la formule

[3] R-3887-2014, C-AHQ-ARQ-0018, page 5.
[4] La valeur pour 2018 n'est pas encore disponible.
[5] R-4058-2018, B-0178, HQT-13, document 2.2, pages 27 à 29, réponse 12.2.
[6] R-4058-2018, B-0178, HQT-13, document 2.2, page 27, réponse 12.1.
[7] R-3887-2014, B-0052, HQT-1, document 2, page 4.
[8] R-4058-2018, B-0118, HQT-13, document 2.1 révisé, page 23, réponse 11.4.
[9] R-4058-2018, B-0178, HQT-13, document 2.2, pages 27 à 29, réponse 12.2.

polynomiale suivante pour transposer les pertes évitées en énergie sur l'ensemble d'une année non bissextile[10] :

Les hypothèses retenues sont :

Pertes en puissance :	**117 MW**
Facteur de charge (fc) :	**0.70**
Facteur de pertes (fp) :	**$0.9 \times fc^2 + 0.1 \times fc = 0.511$**
Pertes en énergie :	**(Pertes en puissance) x fp x 8760 heures = 524 GWh**

Si on appliquait cette formule à la perte différentielle de 43 MW observée en 2016, on obtiendrait des pertes évitées annuelles de 193 GWh[11], soit une surestimation de 28 % par rapport à la valeur de 151 GWh obtenue par la simulation du Transporteur basée sur l'année 2016, cette dernière correspondant à facteur de pertes (fp) de 0,40[12].

Cette section a démontré que les pertes évitées de la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l`Île ont été surestimées de façon significative autant en puissance qu'en énergie pour les raisons fournies ci-dessus[13].

[10] R-3887-2014, B-0028, HQT-2, document 1, pages 3 et 4, réponse 1.1.
[11] 43 MW x 0,511 x 8784 heures /1000 = 193 GWh.
[12] R-4058-2018, B-0118, HQT-13, document 2.1 révisé, pages 22 et 23, réponse 11.3.
[13] Pour plus de détails, voir R-4058-2018, C-AHQ-ARQ-0026, pages 24 à 33.

3. Démonstration du besoin

Le Transporteur indique que la planification de son réseau de transport principal tient compte de l'ensemble des besoins, notamment en considérant les ressources de production disponibles et la prévision de la demande d'électricité du Distributeur[14].

Ce sont les deux intrants importants qui définissent l'environnement dans lequel s'inscrit le Projet.

De plus, pour assurer un niveau de fiabilité adéquat au réseau de transport, le Transporteur utilise des critères de conception qui encadrent la réalisation de ses études de planification pour le choix d'une solution optimale sur les plans technique, économique et environnemental[15].

3.1. Critères de conception

Le Transporteur indique que les critères de conception permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de suffisamment de souplesse et de robustesse pour être en mesure de satisfaire les besoins de transport en toute sécurité, malgré la variabilité des conditions d'exploitation, la survenance de défauts et l'indisponibilité d'équipements[16].

Le Transporteur indique également que pour satisfaire ces critères des ajouts d'équipements majeurs au réseau de transport ont été requis et recommandés depuis 2009. De plus, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées en 2012, ce qui est venu affecter la planification du réseau[17].

[14] B-0005, HQQT-1, document 1, page 6, lignes 10 à 12.
[15] B-0005, HQT-1, document 1, page 7, lignes 3 à 5.
[16] B-0005, HQT-1, document 1, page 7, lignes 6 à 9.
[17] B-0005, HQT-1, document 1, page 7, lignes 10 à 16.

Le comportement attendu du réseau de transport, les différentes conditions de réseau considérées et les divers types d'événements simulés sont encadrés par les critères de conception du Transporteur, les critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc. (le « NPCC ») et la norme de fiabilité TPL-001-44 adoptée par la Régie[18].

3.2. Demande d'électricité du Distributeur

Le Transporteur a fourni des informations sur les prévisions de la demande d'électricité du Distributeur sur l'ensemble de la province et en particulier sur la zone de la Côte-Nord en amont du corridor Manic-Québec, ces dernières ayant un impact important sur le besoin du Projet.

Le Transporteur indique que, depuis 2013, la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a subi une diminution importante causée principalement par une réduction de la prévision de la demande d'électricité de clients industriels. Le tableau 2 qui suit montre, pour les pointes prévues aux hivers 2020-2021 et 2030-2031, l'impact de l'évolution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord qui a été utilisée pour planifier le Projet[19].

[18] B-0005, HQT-1, document 1, page 8, lignes 21 à 25.
[19] B-0005, HQT-1, document 1, page 7.

Tableau 2
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021		Pointe de l'hiver 2030-2031***	
	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.
** Écart avec la prévision émise en 2010.
*** Valeurs de l'hiver 2030-2031 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur.

Depuis le dépôt de la preuve du Transporteur en juillet 2018, une nouvelle prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a été produite tel que le montre ce tableau 9[20] :

Tableau 9
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021		Pointe de l'hiver 2030-2031***	
	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
2018	2452	-844	2442	-860

* Prévision annuelle du Distributeur.
** Écart avec la prévision émise en 2010.
*** Valeurs de l'hiver 2030-2031 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur

On peut constater une hausse de 134 MW pour la prévision de la demande d'électricité sut la Côte-Nord pour l'hiver 2020-2021 depuis la publication de 2017 (2 452 – 2 318) et de 247 MW depuis la publication de 2016 (2 452 – 2 205).

[20] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisée, page 15, tableau 9.

Toutefois, le Transporteur considère, sans le démontrer, que l'écart entre cette prévision de 2016 et celle de 2017 n'est pas significatif en regard du comportement du réseau de transport[21], non plus que ne l'est l'écart entre 2017 et 2018[22]. Il maintient toujours, sans le démontrer, que le Projet demeure requis pour atteindre les objectifs visés[23].

Le Transporteur a par ailleurs confirmé que[24] :

> « *Il est donc difficile pour le Transporteur de déterminer le niveau exact de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin du Projet, puisqu'il ne s'agit pas du seul facteur en cause.*
>
> *Le Transporteur est toutefois en mesure de confirmer que :*
>
> *1. Avec le niveau de demande d'électricité de 2015 et 2016, soit d'environ 2 200 MW, le Projet est requis.*
>
> *2. Avec un niveau de demande d'électricité s'approchant de celui de 2010 (3 300 MW) et avec la présence des centrales thermiques au sud du réseau, le réseau du Transporteur respecte les critères de conception sans le Projet.*
>
> *Le Transporteur estime donc que la demande d'électricité sur la Côte-Nord devrait être de l'ordre du niveau de la demande prévue en 2010 pour éliminer le besoin du Projet. Le Transporteur devrait toutefois réaliser une étude afin de confirmer que, compte tenu de la fermeture des centrales dans le sud du réseau, le besoin n'est effectivement pas requis à ce niveau de demande*. » (Nous soulignons)

[21] B-0053, HQT-3, document 2.1 révisé, page 8, réponse 1.11.
[22] B-0034, HQT-3, document 1.3, page 6, réponses 1.4 et 1.5.
[23] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 15, lignes 16 à 18.
[24] B-0032, HQT-3, document 1.1, pages 4 et 5, réponse 1.1.

L'AHQ-ARQ comprend que, pour un niveau de demande d'électricité sur la Côte-Nord à la pointe de l'hiver 2020-2021 d'environ 3 300 MW, le Projet n'est pas requis (0 M$) alors que pour un niveau de demande d'électricité sur la Côte-Nord d'environ 2 200 MW à la pointe de l'hiver 2020-2021, le Projet est requis (792,7 M$). Entre les deux, c'est l'inconnu. Il existe forcément un niveau déclencheur du Projet sur cet intervalle de 1 100 MW où le coût passe subitement de 0 à 792,7 M$ mais le Transporteur indique qu'il est « *difficile* » de déterminer ce seuil et qu'il n'a pas réalisé les études pour le faire qui serait pourtant une information cruciale pour justifier le besoin du Projet. De plus, si ce seuil était connu, l'ampleur des initiatives requises afin d'atteindre ce seuil (par exemple biénergie résidentielle demeurant à l'électricité, charges non interruptibles pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, etc.) serait connue et on pourrait en évaluer la faisabilité et la rentabilité versus le Projet de 792,7 M$.

L'AHQ-ARQ est d'avis que le Transporteur, sans avoir fait d'autres études détaillées, ne peut pas « *estimer que la demande d'électricité sur la Côte-Nord devrait être de l'ordre du niveau de la demande prévue en 2010 pour éliminer le besoin du Projet* » tel qu'il l'affirme dans l'extrait ci-dessus. Un tel seuil peut donc se situer n'importe où dans l'intervalle entre 2 200 et 3 300 MW. Ainsi, le Transporteur n'a pas démontré, sans avoir fait d'autres études, que l'écart entre la prévision de 2016 (2 205 MW) et celle de 2018 (2 452 MW) n'est pas significatif puisque cet écart de 247 MW représente quand même 22 % de l'intervalle de 1 100 MW où se retrouverait le niveau déclencheur inconnu du Projet.

Plus tard, le Transporteur fournissait une information encore plus contraignante, toujours sans la démontrer[25] :

[25] B-0057, HQT-3, document 4.1, pages 18 et 19, réponse 3.16.

> « *La demande sur la Côte-Nord devrait être au moins de l'ordre de 3 450 MW, soit 1000 MW de plus que la prévision émise par le Distributeur en 2018, pour que le réseau de transport respecte les critères de conception. Cette valeur demeure toutefois préliminaire et une étude détaillée intégrant les informations plus précises des projets d'augmentation de la demande devrait être réalisée pour le confirmer*. » (Nous soulignons)

Par la suite, le Transporteur décrit très brièvement comment il a obtenu cette valeur de 3 450 MW par une évaluation sommaire[26] et cette explication soulève encore des questions qui pourront être clarifiées en audience.

Suite à ce qui précède, l'AHQ-ARQ considère que le Transporteur n'a pas rencontré son fardeau de preuve en ne fournissant pas une démonstration du niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin pour le Projet, une information pourtant incontournable pour justifier le besoin du Projet.

3.3. Problématiques soulevées par le Transporteur

Le Transporteur indique que les clients de la Côte-Nord étant alimentés par les postes à 735 kV situés au nord-est du corridor Manic-Québec, une variation à la baisse de la prévision de leur demande d'électricité engendre une augmentation de la puissance électrique à transporter vers le sud du réseau de transport par les lignes du corridor Manic-Québec[27].

Avec les informations dont il dispose, le Transporteur en vient à la conclusion que[28] :

[26] B-0064, HQT-3, document 1.4, page 11, réponse 4.1.
[27] B-0005, HQT-1, document 1, page 8, lignes 9 à 12.
[28] B-0005, HQT-1, document 1, page 8, lignes 13 à 19.

> « *Ainsi, malgré les ajouts d'équipements recommandés depuis 2009, la diminution importante depuis 2013 de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, combinée à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, accentue la sévérité de certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec entraînant une dégradation de la fiabilité du réseau de transport principal. Les analyses du Transporteur révèlent que, pour les niveaux de transits prévus tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, les critères de conception du réseau de transport ne sont plus respectés.* » (Nous soulignons)

Ainsi, en appliquant sa méthodologie d'analyse, le Transporteur constate une accentuation des oscillations de puissance et de tension sur le réseau au-delà des limites permises par les critères de conception du réseau, et ce, à la suite d'événements impliquant la perte temporaire (déclenchement) d'une ou plusieurs des lignes du corridor Manic-Québec. Ces phénomènes d'oscillations, lorsqu'accentués, peuvent entraîner la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord, ce qui cause la perte complète du réseau de transport. C'est dans ce contexte que le Transporteur affirme devoir procéder à l'ajout d'équipements sur le réseau de transport principal afin de maintenir sa fiabilité, et ce, dans le respect des critères de conception[29].

Le Transporteur précise que le réseau, sans la ligne, ne pourrait pas faire face aux événements qui sont la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux des six lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut ou encore la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor[30].

[29] B-0005, HQT-1, document 1, pages 8 et 9.
[30] B-0005, HQT-1, document 1, page 17, lignes 17 à 23 et page 18, lignes 10 à 14.

3.4. Surestimation de la production raccordée

Le Transporteur présente ainsi les hypothèses de base qui caractérisent le cas qui a été simulé par le Transporteur afin d'illustrer la situation à la pointe 2020-2021[31] :

Tableau 1
Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

Puisque la production de 43 811 MW est égale à la charge totale, soit la somme de la charge locale de 39 263 MW et de l'exportation point à point de 4 548 MW, on peut en déduire que les pertes de transport et de distribution sont incluses dans la charge totale[32].

Le Transporteur indique que lorsqu'il réalise une étude de planification, il utilise un réseau de pointe prévue pour une année future donnée (dans ce cas-ci 2020-2021) dont les principales hypothèses sont les suivantes[33] :

«

- *Tous les équipements du réseau de transport sont considérés disponibles et en service ;*
- *Toutes les centrales sont modélisées, à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable) et 1 000 MW de réserve synchrone ;*

[31] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 6, tableau 1.
[32] Voir aussi B-0055, HQT-3, document 3.1, page 19, réponse 10.2.
[33] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 5, lignes 12 à 24.

- *Tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude et qui ont minimalement débuté la phase d'étude d'avant-projet sont modélisés ;*
- *La charge est ajustée afin de correspondre à la plus récente prévision de charge du Distributeur pour l'horizon à l'étude ;*
- *L'excédent au bilan production-charge (lorsqu'il y a excédent) est exporté jusqu'à concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS. Les réservations les plus contraignantes pour le réseau de transport principal sont priorisées.* » (Nous soulignons)

Forte de l'expérience du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île décrite à la section 2.1 plus haut où la production raccordée était surestimée considérablement, l'AHQ-ARQ se questionne sur la valeur de 43 811 MW de production raccordée utilisée dans le présent dossier.

Cette valeur est très importante alors que le Transporteur indique qu'une modification de la quantité ou de la localisation de ces besoins peut avoir un impact sur le comportement du réseau de transport[34].

Tout d'abord, le Transporteur indique que la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans cette valeur de 43 811 MW en réseau noble mais que la centrale de TCE est incluse[35]. Cette inclusion de la centrale thermique de TCE contrevient aux critères du Transporteur[36] et n'est aucunement réalisable tel que l'a indiqué le Distributeur récemment[37].

[34] B-0005, HQT-1, document 1, pages 6 et 7.
[35] B-0055, HQT-3, document 2.1, page 5, réponse 1.5.
[36] R-4058-2018, B-0056, HQT-13, document 2.1, page 18, réponse 8.1.
[37] R-4045-2018, A-0062, pages 82 à 87.

Comme première vérification, l'AHQ-ARQ a compilé la charge totale observée au cours des dernières années à la pointe du réseau de transport[38] :

Tableau AHQ-ARQ-1

Charge totale à la pointe annuelle du réseau de transport

Hiver	Pointe de l'hiver	Charge locale (MW) (1)	Point à point (MW) (2)	Charge totale (MW) (1) + (2)	Remarques
2009-2010	29-janv-10	34 208	3 845	38 053	Chute-Allard +62 MW; Rapide-des-Cœurs +76 MW
2010-2011	24-janv-11	37 384	2 463	39 847	
2011-2012	16-janv-12	35 035	3 413	38 448	Tracy -600 MW
2012-2013	23-janv-13	38 394	2 396	40 790	La Citière -280 MW; Gentilly-2 -675 MW; Eastmain-1-A +768 MW
2013-2014	22-janv-14	38 746	1 301	40 047	La Sarcelle +150 MW
2014-2015	08-janv-15	38 451	1 785	40 236	Romaine-2 + 640 MW
2015-2016	15-févr-16	37 057	2 857	39 914	
2016-2017	10-févr-17	34 536	6 276	40 812	Romaine-1 +270 MW
2017-2018	ND	ND	ND	ND	Romaine-3 + 395 MW
2018-2019					
2019-2020					
2020-2021					
2021-2022					Romaine-4 +245 MW
(1) Interruptions incluses					
Source: Rapports annuels du Transporteur					

On peut constater que le maximum de la charge locale a été observé lors de l'hiver 2016-2017 avec 40 812 MW. Il est normal que ce maximum ait été atteint au cours de l'hiver le plus récent puisque la puissance raccordée augmente avec les années, du moins à compter de 2013-2014. On peut voir qu'on est relativement loin de la valeur de 43 811 MW retenue par le Transporteur pour l'hiver 2020-2021, et ce, même en ajoutant les 640 MW des centrales Romaine-3 et Romaine-4, la mise en service de cette dernière ayant été reportée à 2021[39]. Il est à noter que la colonne « Remarques » montre les ajouts et fermetures des centrales hydroélectriques et thermoélectriques avec leur puissance installée[40].

[38] Il est à noter que la pointe annuelle du réseau de transport correspond à l'heure où la charge totale a été la plus grande. Il se peut que ce moment ne coïncide pas avec la pointe de la charge locale, celle-ci ne comprenant pas la charge de point à point.
[39] B-0064, HQT-3, document 1.4, pages 8 et 9, réponse 2.2.
[40] http://www.hydroquebec.com/production/centrale-hydroelectrique.html .

Comme deuxième vérification, l'AHQ-ARQ a utilisé la dernière prévision de production disponible que le Transporteur a fournie au NPCC pour l'hiver 2018-2019 et approuvée par ce dernier le 4 décembre 2018[41]. Le tableau suivant préparé par l'AHQ-ARQ montre les transformations requises pour obtenir la prévision de la production raccordée à partir des informations du document (avec les numéros de page).

Tableau AHQ-ARQ-2
Évaluation de la production pour la pointe 2020-2021

	(MW)	Source
Puissance maximale d'équipement (+)	46 683	Installed Capacity, page 21
Indisponibilités et restrictions connues (-)	4 637	Known Maintenance & Derates, page 21
Restrictions éoliennes (+)	2 747	3 880 - 1 133, page 31
Réserve synchrone (-)	1 000	Hypothèse du Transport ci-dessus
Centrale thermique Bécancour HQP (-)	411	http://www.hydroquebec.com/production/centrale-thermique.html
Romaine-4 (+)	245	En 2021-2022
Éolien, biomasse et petites centrales (+)	176	État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026
Non-simultanéité de l'éolien (-)	388	10% de 3 880; R-3742-2010, C-UMQ-0007, pages 7 à 17
Indisponibilités forcées hydroélectriques (-	848	1,9 % de la production hydroélectrique
TOTAL	42 567	

On peut observer que l'AHQ-ARQ a appliqué une provision de 388 MW pour la non-simultanéité de la production éolienne sur l'ensemble du territoire, suite à une approche documentée dans le dossier R-3742-2010 et qui pourrait être intéressante selon un commentaire du Transporteur[42] comme l'a d'ailleurs noté la Régie[43]. Aussi, un taux d'indisponibilités forcées moyen de 1,9 % a été appliqué à la puissance hydroélectrique disponible selon la prévision fournie au NPCC[44] :

[41] Reliability Assessment for Winter 2018-2019: https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/NPCC_Reliability_Assessment_for_2018-19_Winter.pdf .
[42] R-3742-2010, B-0021, page 9.
[43] D-2010-165, dossier R-3742-2010, page 16, paragraphe 54.
[44] NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, page 26: https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf .

Table A-2.2.4 Québec Area Forced Outages Rates

Unit Type	Weighted Average EFORd (%)	
	2017 Comprehensive Review	2014 Comprehensive Review
Hydro	1.9	1.8
Thermal	4.7	4.5
Biomass	7.5	N/A

En se basant sur les valeurs observées apparaissant au tableau AHQ-ARQ-1 ci-dessus, l'AHQ-ARQ est d'avis que la valeur de 42 567 MW est plus réaliste que la valeur de 43 811 MW retenue par le Transporteur. Il est à noter que cette valeur est sujette à changement en fonction de clarifications à obtenir en audience.

L'AHQ-ARQ considère que la valeur de production retenue par le Transporteur de 43 811 MW est surestimée et elle recommande à la Régie de demander au Transporteur de modifier sa preuve et de planifier le réseau de transport principal de 2020-2021 avec les hypothèses suivantes :

- **Production : 42 567 MW**
- **Charge locale : 39 263 MW**
- **Exportations point à point : 3 304 MW.**

3.5. Pas de congestion en réseau noble

Comme on l'a vu plus haut, le Transporteur explique que les clients de la Côte-Nord étant alimentés par les postes à 735 kV situés au nord-est du corridor Manic-Québec, une variation à la baisse de la prévision de leur demande

d'électricité engendre une augmentation de la puissance électrique à transporter vers le sud du réseau de transport par les lignes du corridor Manic-Québec[45].

L'AHQ-ARQ comprend de cette explication que la problématique du Transporteur est de pouvoir transporter toute la production disponible en amont du corridor Manic-Québec nette des besoins de puissance consommés en amont.

Dans cette section, l'AHQ-ARQ procède à un exercice afin de démontrer que la capacité de transit sur le corridor Manic-Québec est suffisante pour acheminer sans congestion l'ensemble de la production disponible en amont de ce corridor en tenant compte de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord pour la pointe 2020-2021.

Tout d'abord, le Transporteur indique que la limite de transit sur le corridor Manic-Québec est de 12 500 MW en réseau noble depuis 2010[46] et il affirme qu'en respectant cette limite, les critères de fiabilité du réseau de transport sont respectés et la fiabilité du réseau est assurée[47].

En ce qui a trait à la production disponible, comme Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur ») l'a précisé dans le passé, les ressources de production disponibles sont généralement inférieures à la puissance installée et à la puissance maximale d'équipement des centrales de production. En effet, le calcul des ressources de production disponibles doit notamment tenir compte des contraintes hydrauliques (hauteur de chute, contraintes de débits, contraintes de glace, etc.), de l'indisponibilité planifiée et forcée des groupes turbines-alternateurs et de restrictions d'appareillage[48]. Le

[45] Voir aussi B-0005, HQT-1, document 1, page 18, lignes 3 à 9.
[46] B-0053, HQT-3, document 2.1 révisé, page 20, réponse 5.5.
[47] B-0032, HQT-3, document 1.1, page 17, lignes 9 et 10; B-0053, B-0055, HQT-3, document 3.1, page 9, réponse 3.2 et page 10, réponse 4.1.
[48] R-3526-2004, HQP-1, document 1, pages 18 à 20.

tableau suivant montre la capacité en pointe des centrales du Producteur en 2004.

Parc 2004 (incluant dérivation Manouane)

Centrales	Energie produite annuellement TWh		Capacité en pointe MW
Rapide 7	0,3		47
Rapide 2	0,4		48
Rapide des Quinze	0,7		91
Rapide des Iles	0,7		138
Première Chute	0,6		118
Bryson	0,6		64
Chute des chats	0,7		98
Paugan	1,0		233
Chelsea	0,8		150
Rapides Farmers	0,5		95
Carillon	3,0		621
Rivière des Prairies	0,5		49
Total Outaouais	9,8		1 751
Beauharnois	12,5		1 689
Les Cèdres	0,5		137
Total St-Laurent	13,0		1 826
Rapide Blanc	1,0		214
Trenche	1,6		292
Beaumont	1,5		273
La Tuque	1,4		215
Grand-Mère	1,3		152
Shawinigan 2 et 3	2,4		359
La Gabelle	0,9		131
Total St-Maurice	9,9		1 636
Bersimis 1	6,4		914
Bersimis 2	3,1		719
Total Bersimis	9,5		1 632
Outardes 4	3,2		694
Outardes 3	4,1		810
Outardes 2	2,5		443
Total Outardes	9,9		1 946
SM 3	2,8		863
Hart Jaune	0,3		48
Manic 5 + Manic 5 PA	7,4		2 592
Manic 3	5,5		1 161
Manic 2	5,6		1 034
Manic 1 + McCormick	2,8		553
Total Manic	21,6		5 387
Caniapiscau / Brisay	2,4		427
LA 2	1,7		290
LA 1	4,1		853
LG 4	13,3		2 658
LG 3	12,4		2 471
LG 2 + LG 2 PA	36,5		7 474
LG 1	7,2		1 322
Total La Grande	77,6		15 493
Petites centrales	0,7		125
Sous total centrales hydrauliques	**154,7**		**30 660**
Gentilly 2	5,5		645
Tracy	1,4		600
Cadillac			162
La Citière			280
Bécancour			436
Sous total centrales thermiques	**6,9**		**2 123**
Total brut HQP	**161,7**		**32 783**
Restrictions (1)	(2,9)		(1 260)
Indisponibilités			(228)
Total net HQP	**158,8**		**31 295**

(1) Hauteur de chute et restrictions pour la glace.

De ce tableau, on peut extraire les puissances disponibles des centrales des systèmes hydriques Outardes et Manic situées en amont du corridor Manic-Québec. Un autre document fournit les puissances disponibles à la pointe pour les centrales Toulnustouc et du complexe La Romaine[49].

Le tableau suivant, préparé par l'AHQ-ARQ, présente le bilan de la production disponible, de la demande d'électricité et de la limite de transit en amont du corridor Manic-Québec pour la pointe de l'hiver 2020-2021[50].

[49] R-3526-2004, HQP-3, document 1, pages 44 et 45.
[50] En y intégrant la centrale Romaine-4 même la mise en service de celle-ci n'est prévue que pour 2021.

Tableau AHQ-ARQ-2
Calcul de la marge de transit en amont du corridor Manic-Québec
Pointe 2020-2021

Centrale	Puissance installée (MW) (1)	Puissance disponible à la pointe (MW) (2)
Outardes-4	785	694
Outardes-3	1 026	810
Outardes-2	523	443
TOTAL OUTARDES	**2 334**	**1 947**
Hart-Jaune	51	48
Manic-5 et Manic-5-PA	2 660	2 592
René-Lévesque (Manic-3)	1 326	1 161
Jean-Lesage (Manic-2)	1 229	1 034
Manic-1 + McCormick	576	553
Toulnustouc	526	465
TOTAL MANIC	**6 368**	**5 853**
Romaine-4 (en construction)	245	245
Romaine-3	395	395
Romaine-2	640	640
Romaine-1	270	270
(-) Restrictions La Romaine		-50
TOTAL LA ROMAINE	**1 550**	**1 500**
Sainte-Marguerite-3	**882**	**863**
Churchill Falls (3)	**5 100**	**4 765**
TOTAL PRODUCTION	**16 234**	**14 928**
(-) Consommation des centrales		35
(-) Réserve		500
(-) Demande Côte-Nord (4)		2 452
TRANSIT REQUIS		**11 941**
LIMITE DE TRANSIT (5)		**12 500**
MARGE DE TRANSIT		**559**
(+) Indisponibilités forcées (IF) (6)		284
MARGE DE TRANSIT AVEC IF		**843**

(1) http://www.hydroquebec.com/production/centrale-hydroelectrique.html

(2) R-3526-2004, HQP-1, document 1, page 18; R-3526-2004, HQP-3, document 1, pages 44 et 45.

(3) 4765 MW: http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeE_12dec2014.pdf

(4) B-0027, HQT-2, document 1.1 révisée, page 15, tableau 9.

(5) B-0053, HQT-3, document 2.1, page 20, réponse 5.5.

(6) Taux de 1,9 %: https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf

Ce tableau montre que la production à transiter sur le corridor Manic-Québec est inférieure à la limite de transit ce qui dégage une marge de transit de 559 MW à la pointe de l'hiver 2020-2021[51], cette marge augmentant à 843 MW si on tient compte d'une provision pour indisponibilités forcées des groupes turbines-alternateurs des centrales. Il est à noter que ces valeurs sont sujettes à changement en fonction de clarifications à obtenir en audience.

On doit aussi noter que ces valeurs sont conservatrices puisqu'elles ne tiennent pas compte de la hauteur de chute ni des pertes de transport entre les sites de production et de l'entrée du corridor Manic-Québec.

De plus, la limite de transit de 12 500 MW ne tient pas compte du projet CCTG qui pourrait avoir pour effet de l'augmenter[52]. Pourtant, dans son étude de planification, le Transporteur tient compte de trois autres projets d'augmentation des limites de transit n'ayant pas d'effet sur la limite de transit Manic-Québec[53].

L'AHQ-ARQ conclut de cette section que le réseau planifié pour l'hiver 2020-2021 ne génère pas de congestion en réseau noble mais plutôt une marge de transit significative.

3.6. Condition de réseau (N-1)-1500

Le Transporteur décrit ainsi le critère (N-1)-1500[54] :

> « *Le réseau de transport doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau avec tous ses équipements en service <u>à l'exception d'un circuit de transport</u>, prenant en compte que <u>la production et les transits peuvent être</u>*

[51] En intégrant la centrale Romaine-4 même si celle-ci ne serait en service qu'en 2021.
[52] B-0053, HQT-3, document 2.1, page 22, réponse 5.11.
[53] B-0057, HQT-3, document 4.1, page 23, réponses 3.33.et 3.34.
[54] B-0027, HQT-3, document 1.1 révisé, pages 6 et 7.

> *abaissés d'une quantité de puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1 500 MW, à l'endroit le plus favorable pour maximiser la stabilité du réseau.*
>
> *Ceci correspond à l'événement A en condition (N-1)-1500 du tableau 2 qui présente un extrait des critères de conception du Transporteur pour les événements de base du réseau de transport. Pour l'événement A, la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut triphasé permanent sur un circuit de transport, éliminé normalement, sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial.* » (Nous soulignons)

Dans ce cas, la limite de transit du corridor Manic-Québec devrait être réduite de 1 500 MW pour atteindre 11 000 MW. Avec la marge de 853 MW (ou de 559 MW sans indisponibilités forcées de groupes), la production en amont du corridor ne devrait alors être abaissée que de 643 MW (ou de 941 MW sans indisponibilités forcées de groupes). L'AHQ-ARQ considère qu'une telle réduction est gérable d'autant plus qu'en situation de réseau dégradé, le Transporteur considère qu'il peut utiliser la centrale thermique de Bécancour (41 MW voir plus haut), les importations (contribution des marchés de 1 100 MW du Distributeur plus le potentiel d'importation du Producteur) ainsi que les ressources interruptibles (de l'ordre de 1 400 MW à l'hiver 2020-2021[55] sans compter la puissance interruptible du Producteur).

En conclusion de cette section, l'AHQ-ARQ considère que le critère du Transporteur en condition de réseau (N-1)-1 500 peut être respecté sans le Projet à la pointe de l'hiver 2020-2021.

[55] État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13, tableau 7.

3.7. Commentaires sur la solution temporaire

Temporairement, et ce jusqu'à la mise en service du Projet, le Transporteur indique qu'il fera appel à des automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'en garantir la stabilité[56].

Le Transporteur précise toutefois que les limitations du transit lors d'indisponibilités forcées de certains équipements de transport font partie des mesures normales utilisées pour l'exploitation du réseau[57].

En ce qui a trait aux automatismes, le Transporteur ajoute[58] :

> « *En 2015, le Transporteur a développé une mesure temporaire à partir d'un automatisme déjà existant, en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 et considérant la prévision du Distributeur.*
>
> *Cette mesure temporaire consiste en l'utilisation de l'automatisme de rejet de production et télédélestage de charge (« RPTC »). À la suite d'un déclenchement d'une ou de plusieurs lignes, l'automatisme envoie instantanément un ordre de déclenchement de certains groupes de production. Un ordre de déclenchement de charges résidentielles peut également être envoyé afin de rééquilibrer la fréquence du réseau. L'automatisme RPTC a été conçu et utilisé pour assurer la fiabilité du réseau lors d'événements exceptionnels (par exemple, le déclenchement simultané de l'ensemble des lignes à 735 kV reliant deux postes de transport).*

[56] B-0005, HQT-1, document 1, page 18, lignes 19 à 21.
[57] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 16.
[58] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 16, lignes 13 à 26.

> *Temporairement, le Transporteur utilisera l'automatisme afin d'assurer la stabilité et la continuité de service également pour les événements de base (déclenchement d'une seule ligne).* » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ voudra clarifier certains éléments en demande de renseignements et en audience avant de commenter plus amplement cette mesure temporaire surtout dans le contexte des évaluations faites plus haut sur la capacité du réseau sans le Projet.

En conclusion de cette section 3, l'AHQ-ARQ a démontré que le Transporteur surestimait la production à raccorder du Projet, que le réseau sans le Projet n'était pas en congestion en réseau noble et que la condition de réseau (N-1)-1 500 était gérable. Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver le Projet dans sa version actuelle.

4. Choix de la meilleure solution

Si la Régie en arrivait à la conclusion que le Projet est nécessaire, l'AHQ-ARQ apporte certains commentaires et recommandations sur le choix de la solution.

Dans le cadre de son processus de planification du réseau, le Transporteur a étudié trois solutions tel que décrit ci-dessous[59].

Ce dernier a produit le tableau suivant pour montrer la comparaison économique des trois solutions envisagées[60] :

Tableau 4
Comparaison économique des solutions
(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	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**

4.1. Solution 1 – Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay

Cette solution constitue la solution optimale retenue par le Transporteur. Celui-ci indique qu'en plus d'assurer la fiabilité du réseau, cette solution permettra d'assurer une meilleure disponibilité du réseau de transport en offrant une meilleure flexibilité d'exploitation du réseau de transport à 735 kV. Toutefois, le Transporteur ne fournit aucune évaluation économique d'un tel avantage présumé. De la même façon, le Transporteur ajoute que cette solution

[59] B-0005, HQT-1, document 1, pages 19 à 22.
[60] B-0005, HQT-1, document 1, page 23, tableau 4.

contribuera aussi à la poursuite de la sécurisation du réseau, amorcée à la suite de la tempête de verglas de 1998, et qu'ainsi la ligne serait construite selon des critères de robustesse plus élevés face au vent et au verglas. Encore une fois, le Transporteur ne fournit aucune évaluation économique d'un tel avantage.

4.2. Solution 2 – Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides

Cette solution offre les mêmes avantages que la solution 1 et lui procurerait une meilleure performance (DDR) et serait la plus structurante pour l'évolution du réseau de transport principal (un autre avantage non évalué économiquement) mais le Transporteur considère que son coût global actualisé est plus élevé que la solution 1.

4.3. Solution 3 – Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec

Cette solution consiste à 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.

Cette solution présente les investissements les moins élevés mais son coût global actualisé, tel que calculé par le Transporteur, est le plus élevé considérant les pertes électriques qu'elle engendrerait.

4.4. Surestimation des pertes différentielles

Comme elle l'a montré à la section 2 plus haut, les pertes différentielles du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île ont été largement surestimées lors de la présentation du projet pour diverses raisons.

Dans le cadre du présent dossier, le Transporteur a d'abord évalué des pertes différentielles (par rapport à la solution 2) de 24,7 MW avec la solution et de 63,4 avec la solution 3[61] :

Tableau 10
Écarts de pertes entre les solutions

	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
Écart des pertes à la pointe (MW)	24,7	0	63,4
Écart des pertes annuelles (GWh)	110,6	0	283,8

Par la suite, dans le cadre d'une simulation basée sur les données réelles du réseau de transport 2017 ajusté, le Transporteur a présenté l'évaluation suivante ou les pertes différentielles sont de 37 et de 73 MW[62] :

Tableau 11
Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté

	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
Écart des pertes à la pointe (MW)	37	0	73
Écart des pertes annuelles (GWh)	123	0	285

L'AHQ-ARQ considère que cette évaluation basée sur une situation vécue est plus valable que la première évaluation faite par le Transporteur. Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur de retenir comme pertes différentielles en puissance par rapport à la solution 2 les valeurs de 37 MW pour la solution 1 et de 73 MW pour la solution 3.

[61] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 18, tableau 10.
[62] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 19, tableau 11.

Tel que mentionné à la section 2 plus haut, pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie, le Transporteur suppose un facteur de pertes (fp) qui s'est avéré nettement trop élevé dans le cas du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île. Les valeurs du tableau 11 ci-dessus correspondent à un fp de 0,38 pour la solution 1 et de 0,44 pour la solution 3 pour une moyenne de l'ordre de 0,40 ce qui équivaut à ce qui a été observé dans ce projet.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur d'utiliser un facteur de pertes (fp) de 0,40 pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie.

En appliquant la formule polynomiale aux valeurs de puissance de 37 et de 73 MW recommandées plus haut avec un facteur de pertes de 0,40, les pertes différentielles seraient respectivement de 130 GWh et de 256 GWh pour les solutions 1 et 3.

Le Transporteur a réalisé des analyses de sensibilité sur les pertes en puissance et sur le facteur de charge[63]. **L'AHQ-ARQ soumet que ces analyses devraient être faites à partir des valeurs recommandées ci-haut et en faisant varier celles-ci sinon elle est d'avis que les analyses effectuées par le Transporteur ne seraient pas centrées.**

De plus, le Transporteur a réalisé ces analyses de sensibilité en réduisant de seulement 5 % l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau. **Étant donné que la surestimation des pertes différentielles en puissance dans le dossier Chamouchouane – Bout-de-l'Île a été de plus de 50 %, l'AHQ-ARQ considère que cette réduction de 5 % n'est pas suffisante.**

[63] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, pages 22 à 24.

4.5. Coûts évités en puissance et en énergie

Pour l'évaluation monétaire des pertes différentielles dans les analyses économiques, le Transporteur a utilisé les coûts évités approuvés par la Régie en 2017[64]. L'AHQ-ARQ est d'avis que les coûts évités les plus récents[65] devraient être utilisés même si la Régie et les intervenants dans le dossier R-4057-2018 ont émis plusieurs réserves sur ceux-ci et sur ceux des années précédentes, en termes de méthode d'établissement.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur de réaliser les analyses du présent dossier en utilisant la dernière version des coûts évités en puissance et en énergie proposés par le Distributeur dans la cause R-4057-2018.

4.6. Absence de modulation de la construction des plateformes de compensation série

En 2017, le Transporteur indiquait que l'ajout d'un compensateur sur le réseau équivalait grosso modo à une augmentation de 400 MW de certaines limites de transit. Par ailleurs, le Transporteur indique que les mises en service des plateformes de compensation série ne sont pas fonction de l'évolution des ressources de production et que l'ensemble des modifications à la compensation série de la solution 3 devraient être en service le plus rapidement possible[66].

Le Transporteur précise que toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec après l'implantation de la solution 3 entraînerait inévitablement la construction d'une

[64] B-0032, HQT-3, document 1.1, page 32, réponse 13.3.
[65] R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, pages 7 à 10.
[66] B-0053, HQT-3, document 2.1, page 36, réponse 12.1.

nouvelle ligne pour renforcer ce corridor[67]. Le Transporteur ne fournit aucune démonstration économique sur l'avantage de construire d'abord une ligne puis ensuite des plateformes de compensation série par rapport à faire l'inverse. Ce raisonnement du Transporteur ne semble pas considérer la possibilité qu'une ligne ne serait même pas éventuellement requise dans le cas où la demande d'électricité se mettait à régresser.

L'AHQ-ARQ voudra tenter de mieux comprendre ce choix du Transporteur au cours de l'audience surtout en relation avec d'autres projets d'ajout de compensation dans le passé.

Par exemple, dans le cadre du dossier R-3887-2014, le Transporteur indiquait que depuis 1994, plus de 4 300 MW de nouvelle production avait été intégrée au réseau sans l'ajout de nouvelle ligne de transport et que l'addition de compensation série se prêtait bien à l'ajout progressif de projets de petite et moyenne envergure[68].

De plus, l'AHQ-ARQ était étonnée d'apprendre que dans le cas où la solution 3 était retenue, la ligne Micoua-Saguenay ne serait différée que de 3 ans[69] alors que, par ailleurs en décembre 2018, le Transporteur déclarait au NPCC qu'aucune addition de nouvelle production ne serait intégrée après 2020-2021 et au moins jusqu'en 2029[70].

[67] B-0005, HQT-1, document 1, page 21.
[68] R-3887-2014, B-0006, HQT-1, document 1, pages 7 et 8.
[69] B-0032, HQT-3, document 1.1, pages 26 et 27.
[70] https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2018_12202018.pdf , page 97, lignes « Additions » du tableau.

4.7. Notion de service équivalent

Le Transporteur ajoute aussi comme objectif du Projet de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec. Le Transporteur n'indique toutefois pas quels sont les gains espérés de la solution 1 reliés à cet objectif additionnel mais il pénalise plutôt la solution 3 en lui imposant un coût global actualisé additionnel de 270,5 M$[71] pour un service qui ne rencontrerait même pas les normes en vigueur[72]. Dans un cas comme celui-là où deux solutions ne rendent pas le même service, l'AHQ-ARQ n'est pas d'accord pour pénaliser la solution offrant un service moindre mais plutôt de bonifier la solution qui rend un meilleur service en évaluant le gain associé s'il y en a un. Par exemple, si les solutions 1 et 2 ont une meilleure protection contre le verglas qu'elles ont obtenu aux coûts d'environ 12,8 M$ et de 20,9 M$ respectivement[73], il appartient au Transporteur de démontrer que cet atout à une valeur monétaire et de la quantifier.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ demande à la Régie de ne pas retenir les coûts de la solution 3 pour la sécurisation post-verglas mais plutôt de demander au Transporteur de quantifier les gains monétaires pour les solutions 1 et 2 d'avoir ce service de sécurisation post-verglas.

[7171] B-0027, HQT-2, document 1.1 révisé, page 27, tableau 19.
[72] B-0055, HQT-3, document 3.1, page 22, réponses 13.4 et 13.5.
[73] B-0053, HQT-3, document 2.1, page 38, réponse 13.1.

5. Conclusion

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment de :

1. Constater que le Transporteur n'a pas rencontré son fardeau de preuve en ne fournissant pas une démonstration du niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin pour le Projet, une information pourtant incontournable pour justifier le besoin du Projet

2. Puisque l'AHQ-ARQ considère que la valeur de production retenue par le Transporteur de 43 811 MW est surestimée, elle recommande à la Régie de demander au Transporteur de modifier sa preuve et de planifier le réseau de transport principal de 2020-2021 avec les hypothèses suivantes :

    - Production : 42 567 MW
    - Charge locale : 39 263 MW
    - Exportations point à point : 3 304 MW.

3. Puisque l'AHQ-ARQ considère que le réseau planifié pour l'hiver 2020-2021 ne génère pas de congestion en réseau noble mais plutôt une marge de transit significative; et que le critère du Transporteur en condition de réseau (N-1)-1 500 peut être respecté sans le Projet à la pointe de l'hiver 2020-2021, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver le Projet dans sa version actuelle.

    <u>Subsidiairement,</u> l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de :

4. Demander au Transporteur de retenir comme pertes différentielles en puissance par rapport à la solution 2 les valeurs de 37 MW pour la solution 1 et de 73 MW pour la solution 3.

5. Demander au Transporteur d'utiliser un facteur de pertes (fp) de 0,40 pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie.

6. Demander au Transporteur de réaliser les analyses de sensibilité du calcul des pertes différentielles à partir des valeurs recommandées ci-haut et en faisant varier celles-ci sinon l'AHQ-ARQ est d'avis que les analyses effectuées par le Transporteur ne seraient pas centrées.

7. Étant donné que la surestimation des pertes différentielles en puissance dans le dossier Chamouchouane – Bout-de-l'Île a été de plus de 50 %, l'AHQ-ARQ considère que la réduction de 5 % dans l'analyse de sensibilité correspondante n'est pas suffisante.

8. Ne pas retenir les coûts de la solution 3 pour la sécurisation post-verglas mais plutôt de demander au Transporteur de quantifier les gains monétaires pour les solutions 1 et 2 d'avoir ce service de sécurisation post-verglas.