Q U É B E C

NO : R-4052-2018

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

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

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «TRANSPORTEUR»)

Demanderesse

et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

(version caviardée)

LES INTERVENANTS, L'AQCIE ET LE CIFQ, SOUMETTENT RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

1. CONTEXTE

Le Transporteur mentionne que la demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie afin de construire une ligne à 735 kV d'environ 262 km[1] entre les postes Micoua et du Saguenay et de réaliser des travaux connexes, soit :

- l'ajout d'un départ de ligne au poste Micoua et le réaménagement de deux lignes à 735 kV existantes à l'entrée du poste ;

---

[1] B-0005, page 13

- l'ajout d'un départ de ligne au poste du Saguenay et le réaménagement, à l'entrée 4 du poste, d'une ligne à 735 kV ;
- des travaux de télécommunications. [2]

Il ajoute que le coût total du Projet est de 792,7 M$ et il le définit comme un projet de la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service ».

Selon le transporteur, le Projet est nécessaire afin de maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le respect 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. Il mentionne en effet :

> *« Ces critères 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.*
>
> *Ainsi, afin de respecter les critères de conception du réseau de transport et de se conformer à ses exigences de fiabilité, des ajouts d'équipements majeurs au réseau de transport principal ont été requis et recommandés depuis 2009.*
>
> *Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme particularité d'être situées dans la partie sud du réseau et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport.*
>
> *De plus, 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 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. »*[3]

En complément de preuve, le Transporteur fournit le tableau suivant qui montre l'évolution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord :[4]

---

[2] B-0005, page 11
[3] B-0005, page 7
[4] B-0027, page 15

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

Le transporteur conclut :

> *« 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. »*[5]

2. CRITÈRES DE CONCEPTION

Concernant les critères de conception qui ne seraient plus respectés, le Transporteur mentionne :

> *« (Le projet) est requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport face à certains événements sur les lignes de ce corridor dont la sévérité des impacts s'est accentuée à la suite de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord. Ces événements 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*

[5] B-0005, page 8

> *corridor Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor. »*[6]

Par ailleurs, en audience à huis-clos, dans le cadre du dossier R-4045-2018, le Transporteur précise les conditions qui ne seraient pas respectées :

[redacted]

[redacted][7]

Les intervenants comprennent que la nouvelle ligne est requise pour respecter le critère N-1 – 1500 MW et que, dans ce cas, la limite de transit serait [redacted].

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur indique qu'une nouvelle charge de 1000 MW localisée sur la Côte-Nord pourrait permettre de respecter le critère N-1 – 1500 MW :

> *« Il estime qu'un ajout de l'ordre de 1 000 MW, soit une augmentation de la demande d'électricité de la Côte-Nord jusqu'à 3 450 MW, permettrait au réseau de transport de respecter les critères de conception sans le Projet. Le Transporteur réitère toutefois qu'une étude serait requise afin de confirmer son estimation selon les quantités, les caractéristiques et l'emplacement des charges à ajouter.* [8]

[redacted][9]

Les intervenants comprennent qu'une réduction de transit de [redacted] sur la section Manic-Québec, par rapport aux conditions simulées par le Transporteur, permettrait probablement de respecter les critères de planification et que la nouvelle ligne ne serait pas justifiée.

Par ailleurs, concernant notamment le critère N-1 – 1500 MW, le Transporteur mentionne :

> *« Le Transporteur a adopté ces critères de conception du réseau à la fin des années 80. Il considère toujours nécessaire de maintenir ces spécificités compte tenu de la grande dépendance de la clientèle du Québec à l'électricité,*

---

[6] B-0005, page 17
[7] R-4045-2018, A-0095, page 34
[8] B-0064, page 11
[9] R-4045-2018, A-0095, page 57

> *particulièrement en période hivernale alors qu'une importante partie de la population dépend de l'électricité pour se chauffer, et considérant les caractéristiques particulières de son réseau. »*[10]

Il est utile de rappeler que pour un événement de catégorie P6, soit le chevauchement de deux contingences simples, il est autorisé d'interrompre un service de transport ferme.[11]

Selon les intervenants, il serait pertinent de considérer ce que représentait la valeur de 1500 MW par rapport aux besoins fermes de l'année 1990 (« *la fin des années 80* ») et ce que cette valeur représente par rapport aux besoins fermes actuels. Par exemple, si les besoins fermes de 1990 étaient de 28 000 MW, la valeur de 1500 MW correspondait à 5,36% des besoins totaux. En appliquant ce même pourcentage aux besoins prévus à la pointe de 2020-2021 (43 811 MW[12]), la réduction de charge en condition N-1 serait de 2350 MW, et dans ce cas, le critère pourrait être respecté.

Selon les intervenants, la demande d'un investissement de 792 M$ ne saurait valablement reposer sur un critère adopté à la fin des années '80 qui n'a fait l'objet d'aucune mise-à-jour eu égard notamment à l'accroissement important des besoins fermes satisfaits par le réseau de transport. Il est aussi utile de rappeler qu'il n'y avait pas de clients de point à point à cette époque.

De plus, il est à noter que les clients de point à point qui ont une réservation de services de long terme ont la même priorité que les besoins de la charge locale. Cette situation est différente de celle de la fin des années '80 où Hydro-Québec pouvait moduler ses exportations en fonction des disponibilités de son réseau.

3. OBLIGATIONS DU TRANSPORTEUR

Le Transporteur rappelle *« qu'il doit, en vertu des Tarifs et conditions, fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport. »*[13]

En complément de preuve, le Transporteur présente le tableau suivant qui indique les hypothèses qu'il a utilisées pour la simulation de son réseau à la pointe 2020-2021.[14] Les besoins totaux à satisfaire sont de 43 811 MW.

---

[10] B-0064, page 15
[11] B-0027, page 9, tableau 4
[12] B-0027, page 6
[13] B-0005, page 19
[14] B-0027, page 6

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

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur mentionne notamment :

> *« Le Transporteur développe donc son réseau à 735 kV en fonction des demandes OASIS et de la prévision de la demande du Distributeur qu'il reçoit. »* [15]

À cet égard, les intervenants reproduisent ci-dessous un tableau présentant une prévision des besoins de transport produit au dossier tarifaire du Transporteur ainsi qu'une prévision des besoins de point à point.[16]

Tableau 11
Prévision des besoins de transport (MW)

Services de transport	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charge locale	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606	40 848
Point à point	4 666	4 661	4 619	4 724	5 883	5 883	5 883	5 883	5 883	5 883
Total	42 979	43 301	43 465	43 940	45 409	45 688	45 959	46 232	46 489	46 731

Les intervenants constatent que les besoins simulés (tableau 1 ci-dessus) sont supérieurs aux besoins totaux prévus au tableau 11 à hauteur de 510 MW pour l'année 2020 et de 326 MW pour l'année 2021.

Selon les intervenants, les simulations du Transporteur devraient refléter les besoins de la charge locale et des clients de point à point et non une situation théorique qui ne représente pas la réalité. À cet égard, il y a lieu de considérer les spécificités de chaque catégorie de clients.

Un investissement de 792 M$ ne peut être justifié par des simulations qui ne reflètent pas adéquatement les besoins prévus.

[15] B-0064, page 5
[16] R-4058-2018, B-0092, page 32

3.1. BESOINS DE LA CHARGE LOCALE

3.1.1. BESOINS DE LA CÔTE-NORD

Le Transporteur mentionne que les clients de la Côte-Nord sont alimentés notamment par les postes à 735 kV Manicouagan, Arnaud et Montagnais situés au nord-est du corridor Manic-Québec. Il ajoute qu'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.[17]

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur fournit le tableau suivant qui présente un historique de la prévision des besoins des postes Manicouagan, Arnaud et Montagnais à la pointe des hivers 2020-2021 et 2030-2031

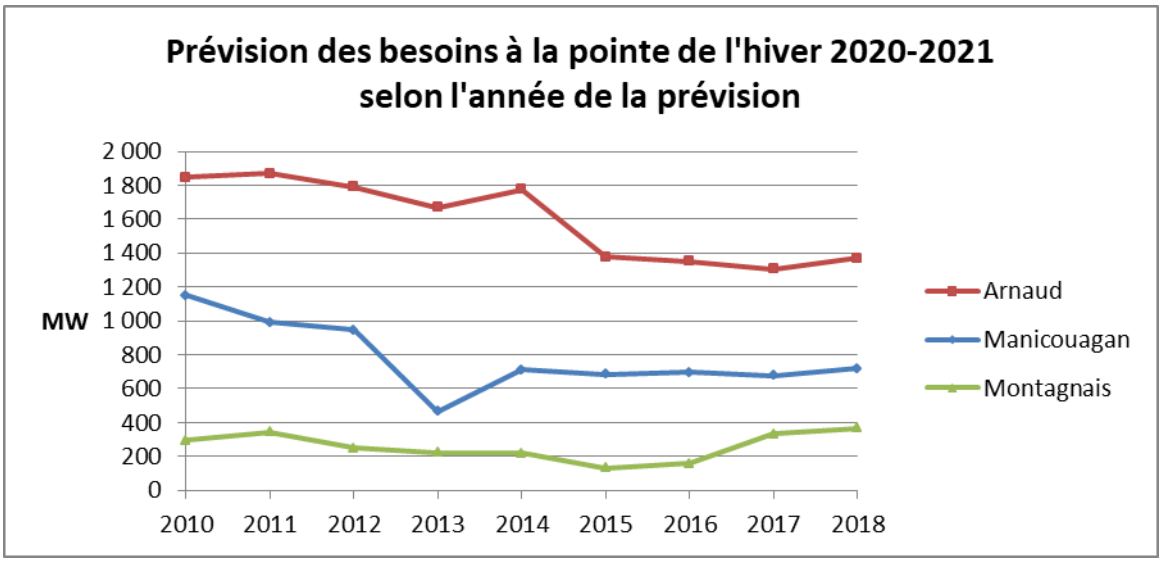
Tableau R2.1
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021 (MW)				Pointe de l'hiver 2030-2031 (MW)***			
	Manicouagan	Arnaud	Montagnais	Total	Manicouagan	Arnaud	Montagnais	Total
2010	1 151,2	1 849,2	295,4	3 295,8	1 152,4	1 852,7	296,6	3 301,7
2011	992,7	1 871,2	342,4	3 206,3	993,2	1 876,2	343,7	3 213,1
2012	945,4	1 792,0	250,2	2 987,6	949,8	1 808,3	252,3	3 010,4
2013	464,6	1 668,0	223,1	2 355,7	477,5	1 717,1	227,8	2 422,4
2014	712,6	1 775,0	219,0	2 706,6	735,3	1 902,3	220,9	2 858,5
2015	683,9	1 379,0	133,3	2 196,2	707,2	1 431,9	136,6	2 275,7
2016	696,8	1 350,9	157,0	2 204,7	701,4	1 390,7	157,2	2 249,3
2017	678,5	1 306,8	332,6	2 317,9	685,0	1 350,2	336,4	2 371,6
2018	718,5	1 368,4	364,9	2 451,8	709,6	1 371,4	360,5	2 441,5

* Prévision annuelle du Distributeur
** Écart avec la prévision de 2010
*** Valeurs extrapolées à partir des prévisions du Distributeur

Les intervenants ont réalisé la figure ci-dessous qui présente les données de l'hiver 2020-2021 sous forme de graphique.

[17] B-0005, page 58



Au poste Manicouagan, on peut constater une diminution importante des besoins entre la prévision de l'année 2012 et celle de l'année 2013. La prévision de l'année 2014 montre une remontée, puis la prévision des autres années se stabilise, mais à un niveau de 433 MW inférieur au niveau de la prévision de l'année 2010.

Au poste Arnaud, on peut constater une diminution importante des besoins entre la prévision de l'année 2014 et celle de l'année 2015. La prévision de l'année 2018 est semblable à celle de l'année 2015, mais est toutefois inférieure de 481 MW à la prévision de l'année 2010.

Par ailleurs, on peut constater que la prévision de l'année 2018 des besoins au poste Montagnais à la pointe de l'hiver 2020-2021 est environ 70 MW plus élevée que celle de l'année 2010.

La diminution importante de la prévision des besoins totaux à la pointe de l'hiver 2020-2021 entre la prévision de l'année 2010 et celle de l'année 2018 s'explique par la diminution des besoins aux postes Manicouagan et Arnaud. Étant donné que la diminution est subite et non pas graduelle, on peut présumer, en l'absence de toute explication de la part du Transporteur, que cette diminution est due soit à la fermeture d'industries importantes soit à l'abandon de la réalisation d'un ou de plusieurs projets majeurs.

Il s'agit donc vraisemblablement d'une situation contextuelle qui pourrait se modifier selon la conjoncture économique globale.

D'ailleurs, c'est dans ce contexte que, dans le dossier R-4045-2018 relatif à la demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, les intervenants ont proposé qu'un bloc de 150 MW non interruptible soit réservé à la Côte-Nord.[18]

[18] R-4045-2018 C-AQCIE-CIFQ-20, page 7

Si la Régie accepte cette proposition, il devrait en résulter une diminution du niveau de transit sur le tronçon Manic-Québec et, avec d'autres projets qui pourraient se réaliser dans cette région, cela pourra contribuer à respecter le critère de fiabilité actuel (N-1 – 1500) ou un critère de fiabilité modifié comme suggéré plus haut. Par ailleurs, certains projets d'investissement importants, notamment dans le domaine minier, sont actuellement à l'étude et leur réalisation pourrait contribuer à diminuer le transit sur le tronçon Manic-Québec, ce qui rendrait inutile la nouvelle ligne proposée.

3.1.2. GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Dans le cadre de l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 déposé en novembre 2018, le Distributeur présente le tableau suivant qui montre une mise à jour du bilan en puissance du Distributeur.[19]

TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Besoins à la pointe	**38 387**	**38 660**	**39 027**	**39 364**	**39 643**	**39 892**	**40 103**	**40 286**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 650	3 831	3 863	3 989	4 022	4 049	4 074	4 094
Besoins à la pointe - incluant la réserve	**42 038**	**42 491**	**42 890**	**43 352**	**43 665**	**43 941**	**44 176**	**44 380**
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Approvisionnements additionnels requis	**4 596**	**5 049**	**5 448**	**5 910**	**6 223**	**6 499**	**6 734**	**6 938**
HQP	**1 100**	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 500**	**1 500**	**1 500**	**1 100**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 827**	**1 875**	**1 966**	**1 976**	**1 976**	**1 968**	**1 968**	**1 968**
• Éolien (4 000 MW) (1)	1 467	1 477	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	**1 292**	**1 390**	**1 420**	**1 470**	**1 500**	**1 510**	**1 530**	**1 540**
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	292	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**
Puissance additionnelle requise	**150**	**250**	**300**	**700**	**1 000**	**1 250**	**1 500**	**2 100**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Par rapport aux besoins du tableau 11 du Transporteur reproduit à la page 6 ci-dessus, on peut remarquer une augmentation des besoins à la pointe. Cependant, le tableau montre également que la Gestion de la demande en puissance permet de réduire les besoins à alimenter de 1420 MW à la pointe de 2020-2021 et de 1540 MW à la pointe de 2025-2026.

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur mentionne que les besoins de la charge locale n'ont pas été réduits pour tenir compte des moyens de gestion de la demande

[19] État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13

tels le programme GDP Affaires et l'option d'électricité interruptible du Distributeur et de la puissance interruptible du Producteur.

Selon les intervenants, les simulations du Transporteur ne devraient pas refléter les besoins totaux du Distributeur, mais seulement les besoins à alimenter puisque c'est cette capacité qui transite sur le réseau du Transporteur.

Le tableau ci-dessous présente les besoins à alimenter en tenant compte de la réduction due à la Gestion de la demande en puissance. L'écart par rapport aux simulations est la différence entre les besoins à alimenter et les besoins simulés de 43 811 MW[20]

Tableau AQCIE-CIFQ 1 : Besoins à alimenter (MW)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Charge locale (besoins à la pointe) [1]	39027	39364	39643	39892	40103	40286
Point à point [2]	4619	4724	5883	5883	5883	5883
Total des besoins à la pointe	43646	44088	45526	45775	45986	46169
Gestion de la demande en puissance [1]	1420	1470	1500	1510	1530	1540
Besoins à alimenter	42226	42618	44026	44265	44456	44629
Écart par rapport aux simulations	1585	1193	-215	-454	-645	-818

1 : tableau 7 de la page précédente
2 : R-4058-2018, B-0092, page 32

Selon les intervenants, les simulations du Transporteur pour la pointe 2020-2021 devraient prendre en considération que 1420 MW peuvent être interrompus et que la production peut également être réduite d'une valeur équivalente de façon à réduire le niveau de transit entre Manic et Québec.

En considérant les besoins réels à alimenter, on constate que la simulation ne correspond pas aux besoins de 2020-2021, mais à des besoins plus lointains. Il n'y a donc pas lieu de réaliser le Projet immédiatement, mais uniquement lorsque cela requis, par exemple par une nouvelle interconnexion ou pour intégrer de la nouvelle production sur la Côte-Nord.

On peut également constater que les besoins à alimenter deviennent supérieurs aux besoins simulés à partir de l'année 2022-2023 et cela est dû principalement à une augmentation des besoins de point à point qui passent de 4724 MW à la pointe 2021-2022 à 5883 MW à la pointe 2023-2024, soit une augmentation de 1159 MW Il pourrait alors en résulter la nécessité d'une

[20] B-0027, page 6

intervention du Transporteur et celle-ci serait de la catégorie « croissance des besoins » et non de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service ».

On peut également constater que la prise en compte de la réduction de capacité obtenue par l'application des mesures de gestion de la puissance permettrait de réduire la production d'une capacité de 1585 MW à la pointe 2020-2021. En tenant compte d'une réduction de 1500 MW de besoins fermes relativement au critère N-1 – 1500, la réduction de production serait de 3085 MW, ce qui serait suffisant pour respecter le critère N-1 - 1500 MW.

3.2. BESOINS DE POINT À POINT

Pour l'année 2019, les réservations de transport de long terme existantes s'élèvent à 4 666 MW, soit 4132 MW pour le Producteur et 534 MW pour les autres clients du Transporteur.[21]

Ainsi, la capacité totale des réservations est plus élevée que la capacité simulée (4548 MW)[22] pour la pointe 2020-2021 (Tableau 1 du Transporteur reproduit précédemment à la page 6).

Par ailleurs, au dossier tarifaire 2019, il est également indiqué que des réservations pour une capacité totale de 718 MW viennent à échéance entre 2019 et 2024. Cette réduction des réservations pourrait permettre de limiter le transit sur le corridor Manic-Québec à un niveau acceptable.

Par contre, si les clients veulent renouveler leurs réservations, le Transporteur devra appliquer l'article 15.4 des Tarifs et conditions qui indique les modalités applicables lorsque le Transporteur ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport.[23]

Selon les intervenants, les « modalités applicables » pourraient comprendre une contribution des clients pour les ajouts au réseau qui seraient requis pour le renouvellement de leurs réservations.

Par ailleurs, il est à noter que les réservations de capacité sont des droits d'utilisation du réseau et non une obligation d'utilisation de la capacité réservée. Une telle obligation d'utilisation résulte d'ententes contractuelles de livraison d'électricité et concerne uniquement de la capacité ferme.

Ainsi le Producteur, tout comme les autres clients de point à point, va utiliser sa capacité réservée uniquement s'il a un intérêt à le faire, notamment en signant des ententes par lesquelles il s'engage à effectuer des livraisons fermes d'électricité.

De la même façon, les clients de point à point pourraient conclure une entente financière avec le Transporteur pour restreindre leurs exportations durant les heures les plus critiques, de façon à éviter des investissements majeurs au Transporteur. À titre illustratif, une entente concernant une restriction de 500 MW durant 100 heures au prix de 150 $/MWh coûterait 7,5 M$ au Transporteur, soit une valeur nettement inférieure à l'augmentation des revenus requis

[21] R-4058-2018, B-0093, pages 6 et 7
[22] B-0027, page 6
[23] Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, révisé le 28 mars 2018

occasionnée par la réalisation du Projet. En effet, selon l'analyse de l'impact tarifaire du Projet présentée par le Transporteur, l'impact annuel moyen serait de 68,175 M$ en considérant une période de 20 ans et de 40,497 M$ en considérant une période de 75 ans.[24]

Selon les intervenants, une entente financière pourrait être une alternative plus économique que la réalisation de la ligne Micoua-Saguenay, et devrait être considérée.

3.3. NOUVELLES INTERCONNEXIONS

Le Transporteur mentionne que les simulations incluent deux nouvelles interconnexions, soit l'interconnexion Québec – New Hampshire (« Northern Pass Transmission ») et l'interconnexion Hertel – New York (« Champlain-Hudson Power Express »).[25]

Les intervenants signalent qu'un dossier relatif à l'interconnexion Québec-New Hampshire a fait l'objet d'une demande d'autorisation de la Régie en décembre 2015.[26]

La preuve déposée dans le cadre de ce dossier mentionne que certains ajouts doivent être réalisés afin de permettre le transit vers la nouvelle interconnexion.

Le Transporteur y mentionne notamment :

> *« Le service de transport ferme à fournir dans le cadre du Projet entraîne une augmentation du transit sur le réseau de transport. En particulier, les lignes 7005 et 7035 qui joignent le poste de Lévis au poste de la Nicolet voient leur capacité de transit dépassée en situation de contingence. Afin de respecter les critères de conception du réseau de transport, le Projet prévoit ainsi un rehaussement de la capacité thermique de ces lignes. »* [27]

Cependant, il n'y est pas fait mention d'une limite de transit sur le corridor Manic-Québec. Pourtant, en 2015, le Transporteur avait déjà constaté une diminution des besoins de la Côte-Nord de 1100 MW à l'horizon 2020, comme cela est indiqué au tableau suivant,[28] et les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 étaient déjà fermées depuis 2012.[29]

---

[24] B-0007, pages 33 et 35
[25] B-0035, page 41
[26] R-3956-2015
[27] R-3956-2015, B-0004, pages 13 et 14
[28] B-0027, page 15
[29] B-0005, page 7

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

Selon les intervenants, si le Transporteur a raison de conclure maintenant à la nécessité d'une limitation du transit sur le corridor Manic-Québec, telle limitation aurait dû être signalée au dossier R-3956-2015 et des correctifs auraient dû être proposés afin que l'autorisation demandée soit donnée avec une connaissance complète du dossier.

4. SIMULATIONS DU RÉSEAU

4.1. CENTRALE DE BÉCANCOUR

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ concernant l'utilisation de la centrale de turbine à gaz de Bécancour, le Transporteur mentionne que dans « *le cadre des études de planification, la production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas activée en réseau noble, mais est activée pour certaines autres conditions de réseau, tel qu'en réseau dégradé (N-1)-1500.* » [30]

Le Transporteur n'explique pas pourquoi la centrale n'est pas activée en réseau noble. La puissance installée de cette centrale est de 411 MW[31], et son utilisation en période critique permettrait de réduire le transit sur le corridor Manic-Québec et possiblement de respecter les critères de fiabilité du Transporteur sans la ligne proposée.

Concernant la condition en réseau dégradé, le Transporteur mentionne :

[30] B-0039, page 5
[31] Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec, page 90

[redacted][32]

Selon la compréhension des intervenants, en situation N-1 – 1500 le Transporteur peut réduire la charge de 1500 MW. Par ailleurs, le démarrage de la TAG de Bécancour, d'une capacité de 411 MW, apporte une production supplémentaire dans le sud du réseau, ce qui devrait permettre de réduire le transit Manic-Québec de 1911 MW. Si on prend aussi en considération les capacités de gestion de la puissance, la réduction de transit pourrait dépasser 3400 MW, ce qui permettrait de respecter le critère de fiabilité.

Il nous apparaît pertinent que cette situation soit simulée.

4.2. PRODUCTION ÉOLIENNE

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur fournit la capacité de production éolienne qui est incluse dans sa simulation, mais cette information est caviardée. Cependant, considérant que la capacité éolienne moyenne installée est de 3667,75 MW en mai 2018[33] et que le Transporteur mentionne que toutes les centrales sont modélisées à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable)[34], les intervenants présument que la production éolienne simulée est d'environ 3667 MW.

Par ailleurs, dans la décision D-2015-014, relative à la d*emande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne,* la Régie fixe la valeur de la puissance garantie à 40% de la capacité éolienne.[35]

Par contre, le Transporteur indique que *la capacité de production des centrales du Producteur n'est pas réduite de la valeur de la capacité de la production éolienne*.[36]

Dans les circonstances, les intervenants considèrent que les simulations ne représentent pas les obligations contractuelles et estiment que des simulations modélisant la production éolienne à 40% de leur capacité devraient être réalisées. En effet, selon l'entente d'intégration éolienne, la production garantie est de 40% durant les mois d'hiver et la production excédentaire est absorbée par le Producteur.

---

[32] R-4045-2018, A-0095, pages 20 et 21

[33] Suivi du service d'intégration éolienne pour la période du 1er septembre 2017 au 31 mai 2018 (23 août 2018), page 3

[34] B-0027 page 5

[35] D-2015-014, page 56

[36] B-0039, page 6

De plus, il apparait irréaliste de considérer que tous les parcs fonctionnent à pleine capacité en même temps.

4.3. DÉGLACEUR DE LÉVIS

Dans le cadre de leur analyse de la nécessité de renforcer la ligne actuelle selon le scénario 3, tel que considérée par le Transporteur, les intervenants ont consulté la documentation fournie au dossier R-3522-2003 concernant le déglaceur de Lévis.

Il y est mentionné :

> *Lorsqu'il ne sera pas requis pour les fins de déglaçage, le convertisseur du poste de Lévis sera exploité comme un appareil de compensation dynamique servant au contrôle de la tension sur le réseau de transport. En conséquence, dès son installation, cet appareil apportera une capacité additionnelle de compensation dynamique, ce qui donnera soit une fiabilité plus grande au réseau, soit une capacité additionnel de transit.*[37]

Étant donné que les intervenants ont pris connaissance de cette information après le dépôt de leur demande de renseignements, ils n'y ont pas fait état de cette information. Cependant, il apparaît utile que le Transporteur indique si les possibilités offertes par le déglaceur de Lévis ont été modélisées dans sa simulation des trois scénarios analysés, qu'il présente l'impact d'une telle modélisation et, le cas échéant, qu'il mentionne les motifs pour lesquels il n'en aurait pas tenu compte.

5. SOMMAIRE DES ASPECTS TECHNIQUES

L'analyse des intervenants montre que plusieurs facteurs additionnels devraient être considérés par la Régie avant de décider de la demande d'investissements de 792 M$ pour une nouvelle ligne entre les postes Micoua et Saguenay :

- validation du maintien de la valeur de la réduction de 1500 MW dans le cas du critère en réseau dégradé;
- la prise en compte des besoins du Distributeur qui doivent réellement transiter sur le réseau du Transporteur eu égard aux moyens de gestion de la puissance;
- la prise en compte de la centrale de Bécancour pour optimiser la réduction de transit sur le corridor Manic-Québec;
- une simulation plus réaliste de la production éolienne;
- la prise en compte de la contribution du déglaceur de Lévis en tant qu'*appareil de compensation dynamique;*

[37] R-3522-2003, HQT-9, document 1, page 6

- la prise en compte des réservations de long terme qui viennent à échéance sur la période 2019-2024;

- l'obligation pour le Transporteur de rechercher une entente avec le Producteur quant aux mesures qui pourraient lui permettre de limiter le niveau de transit sur le corridor Manic-Québec à un niveau qui respecte ses critères de planification, mesures qui pourraient être de courte durée *puisqu'en considérant la mise en service de la demande 215R* (accroissement de puissance de la centrale SM-3 de 440 MW)[38] *en 2025 tel que demandé par le Producteur, la mise en service de la ligne serait ainsi différée de seulement 3 ans*.[39]

Compte tenu des aspects techniques mentionnés plus haut, les intervenants concluent qu'il n'est pas justifié d'investir immédiatement un montant de 792,7 M$ pour la construction d'une nouvelle ligne ente le poste Micoua et le poste du Saguenay.

6. ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'analyse économique présentée par le Transporteur compare les trois solutions suivantes :

- *Solution 1 : Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay ;*

- *Solution 2 : Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides ;*

- *Solution 3 : Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec.*[40]

Le tableau suivant présente la comparaison économique des solutions examinées par le Transporteur « en utilisant les valeurs de pertes obtenues par l'application des solutions au réseau 2017 ajusté ». [41]

[38] B-0022, page 14
[39] B-0022, page 27
[40] B-0005, pages 19 et 20
[41] B-0027, page 20

Tableau 12
Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté
(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	37,0 MW	0,0 MW	78,0 MW
Pertes en énergie	123,0 GWh	0,0 GWh	285,0 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	268,5 M$	0,0 M$	602,6 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**831,7 M$**	898,5 M$	893,5 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	108 %	107 %

Selon ces résultats, le CGA de la solution 3 est 7% plus élevé que celui de la solution 1. On peut constater que cet écart est dû au coût des pertes électriques qui constitue la portion la plus importante des coûts de la solution 3.

Les intervenants ont préparé le tableau ci-dessous qui présente les coûts globaux actualisés selon une composante relative aux investissements et une composante relative aux pertes.

Tableau AQCIE-CIFQ 2

Répartition des coûts selon les composantes		
	Solution 1 M$	Solution 3 M$
Composante investissements	563 $	291 $
composante pertes	267 $	603 $
Total	830 $	894 $

Composante investissements	67,8%	32,5%
composante pertes	32,2%	67,5%

Le tableau montre que la composante relative aux investissements constitue 68% du CGA de la solution 1 et la composante relative aux pertes 32%. Dans le cas de la solution 3, les ratios sont de 33% et 67% respectivement.

Les deux composantes sont de nature différente et exigent un traitement approprié à chacune concernant notamment la précision de leur évaluation. En effet, si le Projet est autorisé par la Régie, la réalisation des investissements est assurée et leur évaluation est basée sur des données réelles du Transporteur. Par contre, l'évaluation de la valeur des pertes électriques est basée sur une estimation de la quantité de pertes en puissance et en énergie et sur une prévision de la valeur unitaire de ces pertes en puissance et en énergie sur une période de 40 ans.

6.1. ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LES PERTES EN ÉNERGIE

6.1.1. ÉVALUATION DES PERTES EN ÉNERGIE

Le Transporteur mentionne que les écarts de pertes en puissance sont déterminés par la comparaison d'écoulements de puissance de chacune des solutions analysées.

De plus, en réponse à une demande de renseignements, le Transporteur confirme que la valeur des pertes représente la différence de pertes totales entre la solution 1 ou la solution 3 et la solution 2. La solution 2 est considérée comme point de référence au niveau des pertes électriques évitées.[42]

Dans le cas de base, le différentiel de pertes en puissance est de 24,7MW pour la solution 1 et de 63,4 MW pour la solution 3.[43]

Le Transporteur précise également que les pertes en énergie sont établies par les équations suivantes:[44]

$P_{EA} = P_{PP} \times F_P \times 8760$ *heures*

Où :

P_{EA} *représente les pertes annuelles en énergie*

P_{PP} *représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau*

F_P *est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :*

$F_P = 0{,}9 \times F_C^2 + 0{,}1 \times F_C$

où :

F_C *= facteur de charge correspond normalement à un taux d'utilisation du réseau de 70 %. Cette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.*

Ainsi, $F_P = 0{,}9 \times 0{,}7^2 + 0{,}1 \times 0{,}7 = 0{,}511$

[42] B-0055, page 14
[43] B-0027, page 21
[44] B-0027, page 18

En utilisant ces hypothèses, le différentiel de pertes en énergie est de 110,8 GWh pour la solution 1 et de 286,8 GWh pour la solution 3.

Cependant, les intervenants constatent que dans sa comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté, le Transporteur a modifié les différentiels de pertes en puissance sans modifier proportionnellement les différentiels de pertes en énergie. En effet, les différentiels de pertes en puissance sont de 37 MW et 78 MW respectivement pour la solution 1 et la solution 3, alors que les pertes en énergie sont respectivement de 123 GWh et 285 GWh[45], soit des pertes en énergie sensiblement semblables à celles indiquées ci-haut.

L'analyse des intervenants retient les pertes en puissance correspondant au réseau 2017 ajusté.

6.1.2. PERTES EN ÉNERGIE AVEC UN FACTEUR DE CHARGE DE 60%

Les intervenants constatent que le Transporteur utilise un facteur de charge de 70%, alors que le facteur de charge du réseau de transport est de 59,1%[46]. En utilisant le facteur de charge du réseau, le facteur de pertes devient 37,3% au lieu de 51,1%.

Les intervenants présentent ci-dessous les résultats d'une comparaison économique en utilisant un facteur de charge de 60%. Les résultats montrent que l'écart entre le CGA de la solution 1 et celui de la solution 3 est réduit à 3%. Donc les deux solutions sont presque équivalentes sur le plan économique.[47]

Tableau AQCIE-CIFQ 3

Comparaison économique Facteur de charge de 60%			
	Solution 1	Solution 2	Solution 3
	M$	M$	M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	78
Petes (MWh)	124462	0	262380
Valeurs des pertes	269,3	0,0	567,7
CGA	832,5	898,5	858,7
Ratio	100%	108%	103%

[45] B-0027, page 20
[46] R-4058-2018, B-0096, page 14, Note A
[47] B-0027, page 23

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur confirme que l'évaluation comprend uniquement les pertes par effet Joule.[48]

À cet égard, les intervenants réfèrent à une étude approfondie réalisée par le Transporteur **«** *expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport ».* L'étude mentionne que les pertes électriques dépendent de divers facteurs. Notamment, concernant les pertes par effet couronne, l'étude mentionne :

> *« Les pertes par effet couronne résultent de l'ionisation de l'air humide ambiant aux conducteurs soumis à des tensions élevées. Majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV, elles représentent environ 10 % des pertes électriques en énergie annuelle sur le réseau de transport. Elles sont toutefois difficiles à préciser puisque plusieurs facteurs peuvent les affecter, comme les conditions climatiques (température, précipitations, humidité, etc.) et l'emplacement géographique. Elles sont de nature très variable et, contrairement aux pertes par effet Joule, elles sont très peu influencées par les puissances transitées dans les lignes.*
>
> *À titre informatif, pour une ligne de transport à 735 kV de 100 km transitant environ 1 900 MW, les pertes par effet Joule sont d'environ 8,1 MW. Les pertes par effet couronne associées varient toutefois de 0,5 à 1,8 MW par temps sec et de 5 à 18 MW sous la pluie. »*[49]

Comme mentionné par le Transporteur, l'ajout d'une ligne a pour effet de réduire l'impédance équivalente du réseau de transport[50], ce qui contribue à réduire les pertes par effet Joule. Par contre, l'ajout d'une ligne a également un impact sur les pertes par effet couronne car ce type de pertes dépend des conditions climatiques. Ainsi, par sa seule présence sur le réseau, une nouvelle ligne a pour effet d'augmenter les pertes par effet couronne et, comme mentionné plus haut, celles-ci sont majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV.

En conséquence, selon les intervenants, le fait de considérer la diminution des pertes par effet Joule sans considérer l'augmentation des pertes par effet couronne a pour résultat de surestimer l'écart des pertes en énergie entre les solutions analysées.

Cette constatation est préoccupante étant donné que la valeur des pertes est déterminante dans le choix de la solution la plus économique.

6.1.3. ANALYSE DE SENSIBILITÉ BASÉE SUR LA RÉDUCTION DES PERTES ASSOCIÉES À LA LIGNE CHAMOUCHOUANE - BOUT-DE-L'ÎLE.

Dans le dossier R-3887-2014, le Transporteur a utilisé la même méthodologie que celle mentionnée ci-dessus pour déterminer la réduction des pertes en énergie associée à l'ajout

[48] B-0039, page 14
[49] R-4058-2018, B-0031, page 42
[50] R-4058-2018, B-0031, page 56

d'une ligne entre le poste Chamouchouane et le poste Bout-de-l'Île. Il a évalué des pertes annuelles en énergie de 448 000 MWh correspondant à des pertes en puissance de 100 MW.[51]

Par contre, dans le dossier R-4058-2018, le Transporteur présente une étude « *expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport* » dans laquelle la réduction des pertes associées à l'ajout de la ligne Chamouchouane - Bout-de-l'Île est de 151 GWh.[52]

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, d'expliquer l'écart important entre les deux valeurs de pertes, le Transporteur réfère à la réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ[53] où il est mentionné :

> « *Dans sa comparaison, l'intervenant prétend à tort que l'évaluation des pertes différentielles du projet à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île a connu une baisse. Il compare erronément la valeur de 448 GWh indiquée au dossier R-3981-2016, soit les pertes différentielles entre la solution de compensation série et la solution de ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île, à la valeur de 151 GWh indiquée au dossier R-4058-2018 d'estimation de l'impact de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île sur les pertes de l'année 2016. Ces deux valeurs ne peuvent être comparées car elles proviennent d'analyses dont les hypothèses sont complétement différentes.* » [54]

Ainsi, selon le Transporteur, les *deux valeurs ne peuvent être comparées car elles proviennent d'analyses dont les hypothèses sont complétement différentes.* Cependant, il ne précise pas quelles sont les hypothèses différentes et en quoi ces différences peuvent donner des résultats si éloignés. De plus, il ne mentionne pas quelles hypothèses sont susceptibles de mieux évaluer les pertes réelles qui seront encourues sur la période de 40 ans de l'étude économique.

Selon les intervenants, les résultats de l'étude présentée au dossier R-4058-2018 sont plus complets que ceux obtenus par l'application de la méthodologie simplifiée présentée au dossier actuel, notamment parce qu'ils prennent en considération toutes les sortes de pertes, et pas uniquement les pertes par effet Joule.

En conséquence, les intervenants présentent ci-dessous les résultats d'une analyse de sensibilité avec l'hypothèse que les pertes totales en énergie sont basées sur les résultats de l'étude présentée au dossier R-4058-2018 pour la ligne Chamouchouane - Bout-de-l'Île, soit une réduction des pertes en énergie de 151 GWh pour une perte en puissance de 100 MW. Ainsi, les pertes en énergie sont estimées dans cette même proportion :

- La réduction des pertes en énergie de la solution 3 est de 117 780 MWh pour une réduction des pertes en puissance de 78 MW.
- La réduction des pertes en énergie de la solution 1 est de 55 870 MWh pour une réduction des pertes en puissance de 37 MW.

---

[51] R-3887-2014, B-0060, page 4
[52] R-4058-2018, B-0092, page 55
[53] B-0039, page 16
[54] B-0035, page 40

Les autres éléments sont les mêmes que dans le cas de base.

Tableau AQCIE-CIFQ 4

Comparaison économique pertes basées sur les pertes de Chamouchouane			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	78
Pertes (MWh)	55 870	0	117 780
Valeurs des pertes	161,8	0,0	341,0
CGA	724,9	898,5	631,9

Ratio	100%	124%	87%

La valeur des pertes est sensiblement réduite de sorte que la solution 3 est celle qui présente le CGA le plus faible.

Donc, en considérant une réduction des pertes en énergie basée sur les résultats obtenus dans le cadre de l'étude approfondie présentée au dossier R-4058-2018, la solution 3 devrait être retenue sur le plan économique, avec un écart de 13% par rapport à la solution 1.

6.2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LES COÛTS UNITAIRES DES PERTES EN ÉNERGIE

Les coûts évités unitaires en énergie et en puissance ont également un impact sur les résultats de l'analyse économique. Ces coûts sont présentés à chaque dossier tarifaire du Distributeur pour approbation par la Régie.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le transporteur précise que les coûts évités utilisés sont ceux autorisés par la Régie dans sa décision D-2017-022, soit le dossier tarifaire R-3980-2016. Il indique également de quelle façon il a déterminé les coûts évités en puissance et en énergie pour l'année 2023.[55]

[55] B-0032, page 33

6.2.1. COÛTS ÉVITÉS PROPOSÉS PAR LE DISTRIBUTEUR DANS R-4057-2018 (B-0015)

Il est à noter que de nouveaux coûts évités ont été proposés par le Distributeur dans le cadre du dossier tarifaire R-4057-2018. Selon le Distributeur ces nouveaux coûts reflètent la tendance à une baisse accentuée à court terme et plus faible à moyen et long termes.[56]

Il est prématuré de présumer de l'approbation de ces nouveaux coûts par la Régie, mais il apparaît pertinent de les considérer dans une analyse de sensibilité.

Pour ce faire, les intervenants ont procédé de la même façon que le Transporteur pour déterminer les coûts évités en puissance et en énergie qui résulteraient de l'utilisation des nouveaux coûts proposés. Les valeurs obtenues sont les suivantes :

Tableau AQCIE-CIFQ 5

	2023	2024	2025	2026	2027	2028
énergie ($/MWh)	36,4	37,2	37,9	38,7	39,4	97,5
puissance ($/MW)	22 082	126 130	128 653	131 226	133 850	136 527

Le tableau ci-dessous présente les résultats de la comparaison économique en modifiant uniquement les coûts évités unitaires de l'énergie.

Tableau AQCIE-CIFQ 6

Comparaison économique coûts évités proposés à R-4057-2018			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	78
Pertes (MWh)	123000	0	285000
Valeurs des pertes	251,5	0,0	560,2
CGA	814,6	898,5	851,1

Ratio	100%	110%	104%

[56] R-4057-2018, B-0015, page 9

L'écart entre la solution 1 et la solution 3 est réduit à seulement 4%.

6.2.2. COÛTS ÉVITÉS PROPOSÉS PAR L'AQCIE ET LE CIFQ DANS R-4057-2018

Dans le cadre du dossier R-4057-2018, les intervenants ont démontré que les coûts évités de long terme en énergie correspondent à un produit qui inclut une quantité de capacité ferme. Ils ont donc proposé un coût évité de 6,5 cents/kWh (au lieu de 8 cents/kWh), ce qui correspond à un coût d'achat d'énergie seulement.[57]

En utilisant ce coût évité de long terme, les valeurs obtenues sont les suivantes :

Tableau AQCIE-CIFQ 7

	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Énergie ($/MWh)	36,43	37,16	37,91	38,66	39,44	79,23
Puissance ($/MW)	22 082	126 130	128 653	131 226	133 850	136 527

Il est à noter que la différence apparaît seulement à partir de l'année 2028, mais se fait sentir sur la majorité de la période d'analyse de 40 ans.

Les résultats de la comparaison économique présentés à la page suivante montrent que les solutions 1 et 3 sont équivalentes sur le plan économique.

[57] R-4057-2018, C-AQCIE-CIFQ-0015, page 11

Tableau AQCIE-CIFQ 8

Comparaison économique coûts évités proposés par AQCIE/CIFQ			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	78
Pertes (MWh)	123 000	0	285 000
Valeurs des pertes	222,3	0,0	492,5
CGA	785,4	898,5	783,4

Ratio	100%	114%	100%

Par rapport à la comparaison initiale, la valeur des pertes a diminué d'environ 18% pour chacune des solutions, ce qui a pour effet d'annuler l'écart entre la solution 1 et la solution 3.

6.3. PERTES BASÉES SUR LES RÉSULTATS CONCERNANT LA LIGNE CHAMOUCHOUANE - BOUT-DE-L'ÎLE ET COÛTS ÉVITÉS PROPOSÉS PAR AQCIE ET LE CIFQ

Le tableau de la page suivante présente les résultats de la comparaison économique en considérant les pertes basées sur les résultats obtenus dans le cas de l'ajout de la ligne Chamouchouane - Bout-de-l'Île et les coûts évités proposée par l'AQCIE et le CIFQ dans le cadre du dossier R-4057-2018.

Tableau AQCIE-CIFQ 9

Comparaison économique Pertes basées sur Chamouchouane et coûts évités proposés par AQCIE/CIFQ			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	78
Petes (MWh)	55870	0	117780
Valeurs des pertes	144,3	0,0	298,2
CGA	707,4	898,5	589,1
Ratio	100%	127%	83%

La solution 3 (compensation série) est nettement plus économique que la solution 1(ligne Micoua-Saguenay.

6.4. SOMMAIRE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Le tableau ci-dessous présente un résumé des résultats des analyses économiques effectuées par les intervenants. Les analyses effectuées sont plus complètes que celles mentionnées plus haut.

Tableau AQCIE-CIFQ 10

Pertes : réseau 2017 ajusté		
Coûts évités R-3980-2016		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	830,2	894,2
Ratio	100%	108%
Coûts évités proposés à R-4057-2018		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	814,6	851,1
Ratio	100%	104%
Coûts évités proposés par AQCIE/CIFQ		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	785,4	783,4
Ratio	100%	100%

Pertes : FU = 60%		
Coûts évités R-3980-2016		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	832,5	858,7
Ratio	100%	103%
Coûts évités proposés à R-4057-2018		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	816,7	819,4
Ratio	100%	100%
Coûts évités proposés par AQCIE/CIFQ		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	787,1	757,1
Ratio	100%	96%

Pertes basées sur Chamouchouane		
Coûts évités R-3980-2016		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	724,9	631,9
Ratio	100%	87%
Coûts évités proposés à R-4057-2018		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	720,7	617,1
Ratio	100%	86%
Coûts évités proposés par AQCIE/CIFQ		
	Solution 1	Solution 3
CGA (M$)	707,4	589,1
Ratio	100%	83%

On peut constater que la prise en compte de la valeur économique des pertes est un facteur déterminant de la comparaison économique des solutions analysées.

Selon les intervenants, il est hasardeux de justifier le choix de la solution sur la valeur économique de pertes électriques sur une période de 40 ans. Il faut s'assurer de la fiabilité des hypothèses autant pour l'évaluation de la quantité des pertes électriques que pour l'estimation des coûts évités unitaires. En effet, la valeur de ces pertes en dollars actualisés de l'année 2018 peut varier énormément en raison de ces deux facteurs.

À cet égard, il est utile de rappeler la conclusion générale de l'étude du Transporteur expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport :

> *« À la suite de l'analyse des résultats, certaines constatations en ressortent. D'abord, les facteurs influençant la quantité d'électricité à transporter entre les centrales de production au nord et les grands centres de consommation au sud du Québec ont un impact important sur le taux de pertes du Transporteur. L'effet couronne, qui varie d'une année à l'autre et en fonction de facteurs hors du contrôle du Transporteur, peut aussi avoir un impact important sur la variation du taux de pertes. L'influence que peuvent avoir les différents facteurs sur l'énergie livrée n'est également pas à négliger.*
>
> *L'étude confirme également qu'il est difficile de quantifier l'impact d'un facteur considéré individuellement, puisqu'il existe une forte interdépendance entre les facteurs qui influencent le taux de perte.*
>
> *Finalement, le Transporteur tient à rappeler que, compte tenu de la multitude de combinaisons possibles des différents facteurs influençant le taux de pertes et de leurs effets variés sur ce taux (en fonction principalement de la méthode d'équilibrage de l'équilibre offre-demande), il est difficile d'apprécier l'évolution du taux de perte en analysant de façon individuelle l'influence de chacun de ces facteurs. »* [58] *(Nous soulignons.)*

Il est utile de rappeler que, si le Projet est autorisé par la Régie, la réalisation des investissements est assurée et leur évaluation est basée sur des données réelles du Transporteur.

Par contre, l'estimation de la valeur des pertes électriques est basée sur une évaluation de la quantité de pertes en puissance et en énergie sur une période de 40 ans et sur une prévision de la valeur unitaire de ces pertes en puissance et en énergie également sur une période de 40 ans.

Considérant l'incertitude concernant le différentiel de pertes électriques entre la solution 1 et la solution 3, ainsi que l'incertitude concernant le coût unitaire de l'énergie de long terme, les intervenants sont d'avis que la justification économique de la solution retenue, soit la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay, n'est pas démontrée.

[58] R-4058-2018, B-0031, page 60

7. CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT

Le Transporteur mentionne que le Projet est rendu nécessaire afin de maintenir la fiabilité du réseau de transport et le classe dans la catégorie d'investissement *« maintien et amélioration de la qualité du service »*[59]. Ce classement a pour effet d'intégrer la totalité des coûts relatifs à ce projet aux revenus requis du Transporteur et ainsi de répartir les coûts au prorata des besoins de la charge locale et des clients de point à point, soit approximativement dans une proportion de 90% pour la charge locale et 10% pour les clients de point à point.

Par contre, le Transporteur mentionne également :

> *« Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme particularité d'être situées dans la partie sud du réseau et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport.*
>
> *De plus, 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 montre, pour les pointes prévues aux hivers 2020-2021 et 2030-2031, l'impact de l'évolution de la prévision de la demande 20 d'électricité sur la Côte-Nord.*[60]
>
> *(…)*
>
> *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.*
>
> *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. »*[61]

De plus, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, il précise :

> *« La fermeture des centrales thermiques au sud du réseau, de même que tout ajout d'équipements qui modifie la configuration du réseau contribue aussi aux modifications du comportement dynamique du réseau qui est à la base des besoins du Projet.*

---

[59] B-0005, page 5
[60] B-0005, page 7
[61] B-0005, page 8

> *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.*[62]
>
> *(…)*
>
> *Effectivement, la fermeture des centrales de Tracy, La Citière et Gentilly-2 à elles seules ne sont pas suffisantes pour justifier le Projet. C'est l'effet combiné de leur fermeture et de la diminution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord qui justifie le Projet. »* [63]

Selon les intervenants, la justification du Transporteur et ses réponses aux demandes de renseignements indiquent clairement que les causes de la dégradation alléguée de la fiabilité seraient d'une part la diminution prévue de la demande sur la Côte-Nord et d'autre part la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2.

Dans les circonstances, les intervenants sont d'avis que, dans l'éventualité où la Régie autoriserait le Projet, les coûts y relatifs ne devraient pas être intégrés en totalité aux revenus requis, mais qu'une partie de ces coûts devrait être assumée par le Producteur. En effet, la décision de fermer les centrales a été celle du Producteur et celui-ci doit en supporter les conséquences dans la mesure où ces fermetures ont un impact sur la limite de transit Manic-Québec et entraîne des investissements pour y faire face.

À la connaissance des intervenants, cette situation n'a pas été examinée dans le cadre du dossier traitant de la politique d'ajouts au réseau (dossier R-3888-2014), et il apparaît nécessaire de le faire en vue de statuer éventuellement sur le traitement des coûts du Projet.

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de la Régie de *préciser si le Projet permet au Transporteur de dégager une réserve de capacité permettant une éventuelle intégration au réseau de capacité de production,* le Transporteur mentionne que des demandes d'intégration de production sont présentes dans la séquence d'études d'impact, notamment pour l'intégration d'un parc éolien de 200 MW et l'intégration d'un accroissement de la capacité de SM-3 de 440 MW. Il précise que le parc éolien pourrait être intégré sans ajout sur le réseau avec la présence de la nouvelle ligne Micoua-Saguenay et tous les autres projets qui le précèdent. Il ajoute que les analyses préliminaires concernant le projet d'intégration de l'augmentation de la capacité de la centrale SM-3 montrent qu'il serait entre autres requis d'ajouter de la compensation série sur la nouvelle ligne Micoua-Saguenay. [64](Il est à noter que le projet de parc éolien a été abandonné récemment.)

Ces informations confirment que le Projet permet de dégager une certaine réserve de capacité et que celle-ci serait utilisée au bénéfice d'autres projets de production d'électricité sans que leurs promoteurs aient à assumer une partie des coûts du projet proposé.

Dans les circonstances, les intervenants estiment que des mesures temporaires comme celles mentionnées plus haut pourraient être mises en place afin de retarder le Projet

---

[62] B-0035, page 4
[63] IBID, page 5
[64] B-0032, page 14

jusqu'à l'intégration d'autres projets, ce qui permettrait de répartir les coûts de façon plus équitable entre la charge locale et les clients de point à point.

8. SÉCURISATION DU RÉSEAU

En complément de preuve, le Transporteur introduit un coût supplémentaire à la solution 3. Il indique que le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec et ajoute :

> *« Ainsi les solutions 1 et 2 impliquent la construction de lignes qui satisfont des critères de robustesse plus élevés face au vent et au verglas.*
>
> *Advenant la mise en place de la solution 3, il serait nécessaire d'investir massivement dans des travaux de renforcement de la ligne existante entre Micoua et Saguenay (circuit 7019) afin de sécuriser cette dernière et d'obtenir un service équivalent avec chacune des trois solutions.*
>
> *Dans son analyse économique déposée à la pièce HQT-1, Document 1, le Transporteur avait fait le choix de ne pas inclure ces coûts de renforcement à la solution 3 et ce pour les raisons suivantes :*
>
> - *Compte tenu des paramètres physiques de la ligne existante, il n'était pas en mesure de développer une solution technique équivalente en termes de robustesse et devait se limiter à une amélioration de la robustesse sans atteindre les critères souhaités ;*
> - *Compte tenu de l'ampleur des interventions, les coûts associés à ces renforcements ne peuvent être affinés qu'après un avant-projet ;*
> - *L'analyse économique était déjà favorable au Projet sans avoir à inclure ces coûts à la solution 3.*
>
> *Cependant, au regard des nouvelles demandes de la Régie entourant la sensibilité de l'analyse économique par rapport aux pertes, le Transporteur tient à ajouter cet élément dans les paramètres pouvant influencer grandement le choix des solutions. »*[65]

Le transporteur présente le tableau suivant qui inclut les coûts de renforcement.

[65] B-0023, pages 23-24

Tableau 17
Comparaison économique des solutions incluant les coûts de sécurisation
(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$	556,7 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-33,6 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	38,3 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	110,6 GWh	0,0 GWh	283,8 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	222,6 M$	0,0 M$	571,4 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**785,8 M$**	898,5 M$	1132,8 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	114 %	144 %

Ainsi, par rapport à l'analyse de base (tableau 12, page 17 du présent mémoire) les investissements augmentent de 279,2 M$, ce qui fait en sorte que le CGA de la solution 3 devient 44% plus élevé que le CGA de la solution 1.

En réponse à des demandes de renseignements concernant la nécessité de renforcer la ligne existante entre Micoua et Saguenay, le Transporteur indique qu'il ajoute les coûts de renforcement pour que la solution 3 offre un service équivalent à celui offert par la solution 1 au niveau de la sécurisation du réseau vis-à-vis de divers aléas climatiques, mais que le coût du renforcement ne fait pas partie du dossier actuel.[66]

Il ajoute :

> *« Le Transporteur, depuis la tempête de verglas de 1998 et tel qu'expliqué au dossier R-3522-2003 (projet Déglaceur Lévis), a modifié son approche afin de prémunir son réseau contre les aléas climatiques. Il a ainsi réalisé les projets de sécurisation suivants :*
>
> - *Le projet Hertel - Montérégie - des Cantons, visant à sécuriser l'alimentation de la région métropolitaine ;*
> - *Le projet d'ajout d'une interconnexion vers l'Ontario, visant à sécuriser l'alimentation de la charge québécoise en diversifiant les sources d'alimentation de la province ;*

[66] B-0032, pages 27 et28

- *Le déglaceur de Lévis, visant à sécuriser l'alimentation de la région de Québec.*

Le Transporteur cherche maintenant à profiter des possibilités qu'offrent les projets d'investissement pour construire ou renforcer des infrastructures et concevoir des axes sécurisés, comme il l'a fait dans le cas des projets Chamouchouane – Bout-de-l'Île et Judith-Jasmin, qui visent notamment à sécuriser l'alimentation de la couronne nord de Montréal et l'accès aux ressources accessibles par les corridors Baie-James et Manic-Québec.

Le Projet, c'est-à-dire la construction d'une deuxième ligne entre les postes Micoua et du Saguenay, s'inscrit dans cette stratégie de profiter des possibilités offertes, cette fois en visant à sécuriser l'accès aux ressources de production situées sur la Côte-Nord.

(…)

La solution 3 ne présente pas cet avantage puisqu'elle ne comprend aucune intervention au niveau des lignes de transport.

Si le Transporteur juge que le risque associé aux aléas climatiques est trop important et qu'aucun projet de renforcement ne présente d'opportunité de sécurisation, il pourrait néanmoins faire le choix d'intervenir afin de sécuriser des lignes existantes. »[67]

Selon la compréhension des intervenants, le Projet constitue une opportunité de renforcer le réseau vis-à-vis des risques associés aux aléas climatiques, mais il n'y a pas d'obligation de réaliser un tel renforcement.

Par ailleurs, dans le cadre du dossier R-3522-2003 concernant une demande d'autorisation d'investissement pour l'installation d'un déglaceur au poste Lévis, le Transporteur a réalisé une étude globale traitant de la sécurisation du réseau de transport. Cette étude conclut :[68]

« Enfin, les cotes individuelles des diverses options qui composaient le scénario retenu ont servi pour juger de la séquence de réalisation des diverses options. Cette séquence sera :

- *l'installation prioritaire d'un déglaceur de grande taille au poste Lévis permettant aussi le déglaçage d'une ligne d'alimentation de la Gaspésie et en usage complémentaire, de contrôler la tension du réseau à 735 kV;*

- *l'installation, dans un second temps, d'un déglaceur plus petit au poste Boucherville qui viendra en partie compléter la sécurisation de la partie sud du Québec et qui, en usage complémentaire, permettra de contrôler la tension du réseau à 735 kV;*

[67] Ibidem
[68] R-3522-2003, HQT-4, document 2, page 40 (ou page 31)

- *le renforcement mécanique d'une ligne d'alimentation du poste Duvernay, poste qui alimente l'une des plus grande quantité de charge des postes au Québec et renforcement d'une ligne Manicouagan - Bergeronnes et Manicouagan - Micoua, de façon à sécuriser l'approvisionnement des centres de production du Nord-Est.*

Au terme de cette sécurisation que l'on entrevoit vers la fin de la décade, plus de 10 ans nous séparera du grand verglas de 1998. »

Les intervenants constatent que la stratégie retenue à l'époque n'incluait pas le renforcement de la ligne Micoua-Saguenay.

Ainsi, avant d'inclure le coût du renforcement de la ligne Micoua-Saguenay dans l'analyse économique, le Transporteur devrait d'abord justifier que ce renforcement est nécessaire et s'inscrit dans un plan global de sécurisation comme cela a été fait dans le cadre du dossier R-3522-2003.

La décision de réaliser un tel renforcement n'a pas été prise puisque le Transporteur mentionne qu'il pourrait intervenir afin de sécuriser des lignes s'il « *juge que le risque associé aux aléas climatiques est trop important et qu'aucun projet de renforcement ne présente d'opportunité de sécurisation*. »[69]

Selon les intervenants, le coût de renforcement de la ligne Micoua-Saguenay ne devrait pas être inclus dans l'analyse économique du dossier actuel.

9. CONCLUSION GÉNÉRALE

Selon les intervenants, la justification du Transporteur comporte plusieurs lacunes autant sur le plan technique que sur le plan économique.

Sur le plan technique, l'analyse des intervenants montre que plusieurs facteurs additionnels devraient être considérés par la Régie avant de décider de la demande d'investissements de 792 M$ pour une nouvelle ligne entre les postes Micoua et Saguenay :

- la validation du maintien de la valeur de la réduction de 1500 MW dans le cas du critère en réseau dégradé;
- la prise en compte des besoins du Distributeur qui doivent réellement transiter sur le réseau du Transporteur eu égard aux moyens de gestion de la puissance;
- la prise en compte de la centrale de Bécancour pour optimiser la réduction de transit sur le corridor Manic-Québec;
- une simulation plus réaliste de la production éolienne;

[69] B-0032, page 28

- la prise en compte de la contribution du déglaceur de Lévis en tant qu’appareil de compensation dynamique;

- la prise en compte des réservations de long terme qui viennent à échéance sur la période 2019-2024;

- l’obligation pour le Transporteur de rechercher une entente avec le Producteur quant aux mesures qui pourraient lui permettre de limiter le niveau de transit sur le corridor Manic-Québec à un niveau qui respecte ses critères de planification, mesures qui pourraient être de courte durée puisqu’en considérant la mise en service de la demande 215R (accroissement de puissance de la centrale SM-3 de 440 MW) en 2025 tel que demandé par le Producteur, la mise en service de la ligne serait ainsi différée de seulement 3 ans.

De plus, sur le plan économique, l’analyse des intervenants montre qu’il reste une grande incertitude quant à la valeur économique des pertes électriques, autant en quantité qu’en coût unitaire de long terme. Or la valeur économique des pertes est un facteur déterminant quant au choix de la solution retenue par le Transporteur.

Considérant ces éléments, les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser le Projet.

Le 9 janvier 2019

TABLE DES MATIÈRES

1. Contexte ... 1
2. Critères de conception ... 3
3. Obligations du Transporteur ... 5
3.1. Besoins de la charge locale ... 7
3.1.1. Besoins de la Côte-Nord ... 7
3.1.2. Gestion de la demande en puissance ... 9
3.2. Besoins de point à point ... 11
3.3. Nouvelles interconnexions ... 12
4. Simulations du réseau ... 13
4.1. Centrale de Bécancour ... 13
4.2. Production éolienne ... 14
4.3. Déglaceur de Lévis ... 15
5. Sommaire des aspects techniques ... 15
6. Analyse économique ... 16
6.1. Analyse de sensibilité sur les pertes en énergie ... 18
6.1.1. Évaluation des pertes en énergie ... 18
6.1.2. Pertes en énergie avec un facteur de charge de 60% ... 19
6.1.3. Analyse de sensibilité basée sur la réduction des pertes associées à la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île. ... 20
6.2. Analyse de sensibilité sur les coûts unitaires des pertes en énergie ... 22
6.2.1. Coûts évités proposés par le Distributeur dans R-4057-2018 (B-0015) ... 23
6.2.2. Coûts évités proposés par l'AQCIE et le CIFQ dans R-4057-2018 ... 24
6.3. Pertes basées sur les résultats concernant la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île et coûts évités proposés par AQCIE et le CIFQ ... 25
6.4. Sommaire de l'analyse économique ... 26
7. Catégorie d'investissement ... 28
8. Sécurisation du réseau ... 30
9. Conclusion générale ... 33