

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À  
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION  
D'UNE LIGNE À 735 kV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY**

---

**1. Référence :** Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 4.

**Préambule :**

« Les intervenants comprennent qu'une réduction de transit de [REDACTÉ] 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 ».

**Demande :**

1.1 Veuillez commenter la compréhension de l'AQCIE-CIFQ citée en référence.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0064](#), p. 7, R2.1;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 14 à 18 et [B-0055](#), R1.5, p. 5;
  - (iii) Pièce [B-0053](#), R1.1, p. 5;
  - (iv) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 9 et 10 et 13 à 15;
  - (v) Pièce [C-FCEI-0017](#), p. 8;
  - (vi) Dossier R-3848-2013, décision [D-2015-014](#), p. 56.

**Préambule :**

(i) « Malgré cela, le Transporteur confirme que le Projet serait requis même dans l'éventualité d'un retrait de la demande OASIS 117T en plus du retrait de la demande 157T.

[...]

*Du point de vue des études de planification du Transporteur, la quantité totale de puissance exportée demeure donc la même. Le retrait des demandes 117T et 157T aurait ainsi pour seule conséquence de modifier la répartition de la puissance exportée par les différentes interconnexions faisant l'objet d'une demande de service de transport ferme.*

*Le comportement du réseau de la Côte-Nord est notamment tributaire du transit de puissance dans le corridor Manic-Québec. Le retrait des demandes 117T et 157T ne modifierait pas le transit de puissance dans ce corridor et donc n'aurait pas d'impact sur les besoins liés au Projet ».*

(ii) L'AHQ-ARQ rappelle les hypothèses de base qui caractérisent le cas simulé par le Transporteur afin d'illustrer la situation à la pointe 2020-2021.

En page 15 :

*« 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.*

[...]

*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<sup>35</sup>. Cette inclusion de la centrale thermique de TCE contrevient aux critères du Transporteur et n'est aucunement réalisable tel que l'a indiqué le Distributeur récemment ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises].*

La note de bas de page 35 réfère à réponse suivante fournie à la pièce B-0055 :

***« Le Transporteur comprend que l'intervenant entend par « la centrale thermique de Bécancour » les turbines à gaz du poste Bécancour appartenant à Hydro-Québec Production (le « Producteur ») et non à la centrale de TransCanada Energy Ltd. (« TCE »). La production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans la capacité de production de 43 811 MW, qui correspond à la production en réseau noble (avec tous les équipements en service). 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. La centrale de TCE, quant à elle, est incluse dans toutes les conditions de réseau ».***

L'intervenant conclut comme suit en page 18 :

*« 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 ».*

(iii) *« Les prévisions de la demande de la référence (ii) tiennent compte de l'effacement attribuable à la biénergie résidentielle. Par contre, celles-ci n'ont pas été réduites pour tenir compte des autres moyens de gestion de la demande (GDP Affaires, électricité interruptible du Distributeur et puissance interruptible du Producteur) ».*

(iv) En pages 9 et 10, l'AQCIE-CIFQ soumet ce qui suit quant aux besoins à alimenter :

« 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 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.*

**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) <sup>1</sup>	39027	39364	39643	39892	40103	40286
Point à point <sup>2</sup>	4619	4724	5883	5883	5883	5883
Total des besoins à la pointe	43646	44088	45526	45775	45986	46169
Gestion de la demande en puissance <sup>1</sup>	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

<sup>1</sup> : [tableau 7 de la page précédente](#)

<sup>2</sup> : [R-4058-2018, B-0092, page 32](#)

».

[note de bas de page omise]

Quant aux simulations du réseau, l'AQCIE-CIFQ, en pages 13 à 15 :

- rappelle que 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 mais souligne que le Transporteur n'explique pas pourquoi elle n'est pas activée en réseau noble;
- estime que des simulations modélisant la production éolienne à 40 % de leur capacité devraient être réalisées;
- souhaite que le Transporteur indique si les possibilités offertes par le déglaceur de Lévis (dossier R-3522-2003) ont été modélisées dans la simulation des trois scénarios analysés, que le Transporteur présente l'impact d'une telle modélisation et, le cas échéant, qu'il mentionne les motifs pour lesquels il n'en a pas tenu compte.

(v) La FCEI soumet ce qui suit quant à l'inclusion des projets d'interconnexion 117T et 157T à la demande de transport point à point :

« Par ailleurs, bien qu'il soit conforme aux normes d'inclure les nouvelles installations projetées à l'étude, la FCEI estime que l'inclusion des projets d'interconnexion 117T et 157T à la demande de transport point à point (menant à un total de 6 862 MW) n'est pas compatible avec la demande du Transporteur qui vise un projet en maintien et amélioration de la qualité de service alors que ceux-ci sont plutôt des projets en croissance.

Selon les hypothèses retenues dans l'étude de planification du Transporteur, ces projets n'ont pas d'impact sur la conclusion de l'étude. Dans ce contexte, la FCEI convient que leur inclusion ou exclusion est sans conséquence.

Toutefois, si la Régie devait modifier les paramètres de l'étude de planification et que ces projets aient un impact sur le résultat de l'étude, alors la demande du Transporteur devrait être modifiée en projet de croissance, en partie ou en totalité.

**Étant donné que le Transport présente un projet en maintien de la qualité de service, la FCEI soumet que la demande de transport ferme point à point devrait exclure ces deux projets et être limitée à 4 697 MW pour les fins du présent dossier.**

Une analyse distincte pourrait être réalisée en ajoutant ces deux projets de manière à déterminer s'ils occasionnent des investissements additionnels à la marge ».

(vi) « [231] Dans ce contexte, compte tenu que la Régie a fixé à 40 % la valeur des retours d'énergie pour la période d'octobre d'une année à mars de l'année suivante, elle fixe à 40 % la valeur de la puissance complémentaire exigible pour la période d'hiver.

[232] **En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur relative à l'exigence d'une garantie de puissance pour la période d'hiver, mais elle fixe à 40 % la valeur de cette garantie de puissance** ». [nous soulignons]

#### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez élaborer sur les raisons expliquant que la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans la valeur de 43 811 MW en réseau noble tandis que la centrale de TCE y est incluse.
- 2.2 Veuillez commenter la compréhension de l'AHQ-ARQ (référence (ii)) à l'effet que cette inclusion de la centrale TCE contrevient aux critères du Transporteur.
- 2.3 Veuillez préciser si le Transporteur a modélisé les possibilités offertes par le déglaceur de Lévis (référence (iv)) dans la simulation des trois scénarios analysés.
  - 2.3.1. Dans l'affirmative, veuillez élaborer.
  - 2.3.2. Dans la négative, veuillez préciser les motifs pour lesquels le Transporteur n'en a pas tenu compte.

- 2.4 Par la décision D-2015-014 (référence (vi)), la Régie fixe à 40 % la valeur de la garantie de puissance de la capacité éolienne pour la période d'hiver. Veuillez élaborer sur la pertinence, selon le Transporteur, de réaliser des simulations modélisant la capacité éolienne à 40 % de leur capacité.
- 2.5 En vous référant à la remarque de l'AQCIE-CIFQ en référence (iv), veuillez expliquer que les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord fournies en preuve ne soient pas ajustées pour tenir compte des moyens de gestion de la demande tels le programme GDP Affaires, l'option interruptible du Distributeur et la puissance interruptible du Producteur.
- 2.6 En lien avec la référence (v), veuillez commenter la position de la FCEI voulant que les projets OASIS 117T QC-NH et OASIS 157T HERTEL-NY doivent être exclus de la demande de transport ferme point à point.
- 3. Références :**
- (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 18 et 19;
  - (ii) Pièce [B-0027](#), p. 17 à 19;
  - (iii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 20;
  - (iv) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0092](#), annexe 1, p. 8 et 9;
  - (v) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0094](#), p. 6 et 7.

**Préambule :**

(i) « Dans le cas de base, le différentiel de pertes en puissance est de 24,7 MW pour la solution 1 et de 63,4 MW pour la solution 3.

*Le Transporteur précise également que les pertes en énergie sont établies par les équations suivantes :*

[...]

*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, 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 ».*  
[notes de bas de pages omises]

(ii) « Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau ( $P_{PP}$ ) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle ( $P_{EA}$ ) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :

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

Où :

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

Le tableau suivant rappelle les écarts de pertes de l'analyse économique du Transporteur présentée à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 5 et qui ont été calculés en utilisant cette méthode.

**Tableau 9**  
 Écarts de pertes entre les solutions

	<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	<b>Solution 3</b> 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

[...]

Le tableau qui suit présente une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie qu'aurait procurée chacune des solutions envisagées par rapport à un réseau dérivé du réseau de transport actuel (2017). Pour estimer la variation de pertes, le Transporteur a utilisé la même méthodologie que celle qu'il a utilisée dans le cadre de l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport ».

**Tableau 10**  
 Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté

	<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	<b>Solution 3</b> 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

*Les résultats montrent que les écarts de pertes obtenus en appliquant les solutions au réseau 2017 sont tous plus élevés que les valeurs du tableau 9.*

*Le tableau suivant, présente la comparaison économique des solutions en utilisant les valeurs de pertes obtenues par l'application des solutions au réseau 2017 ajusté.*

**Tableau 11**  
**Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté**  
**(M\$ actualisés 2018)**

	<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	<b>Solution 3</b> 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)	<b>831,7 M\$</b>	898,5 M\$	893,5 M\$
Ratio par rapport à solution 1	<b>100 %</b>	108 %	107 %

(iii) « 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.

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 ».*

*Comme mentionné par le Transporteur, l'ajout d'une ligne a pour effet de réduire l'impédance équivalente du réseau de transport, 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 ».* [notes de bas de pages omises]

(iv) En page 8 :

*« Le Transporteur doit utiliser une méthode différente de celle pour le calcul du taux de pertes pour quantifier les facteurs qui influencent le taux de pertes actuel sur son réseau. L'utilisation d'une méthode qui repose sur un « modèle de réseau », modélisant les différents éléments qui entraînent des pertes de transport, est donc pertinente pour évaluer de façon analytique la variation des pertes sur le réseau du Transporteur. L'année 2016 a été choisie comme année témoin dans le cadre de cette étude, puisqu'elle était l'année complétée la plus récente disponible lors du début l'étude. Cette année a été modélisée en utilisant un échantillonnage horaire. Ainsi, 8 784 situations instantanées du réseau de transport ont été représentées par un modèle de réseau pour l'année bissextile 2016. L'évaluation du taux de pertes dans le cadre de l'étude est estimée à partir des pertes et de l'énergie livrée en puissance (instantanées) sur une base horaire, en posant comme hypothèse que celles-ci s'avèrent constantes dans l'heure. Cette fréquence horaire est suffisante pour avoir un portrait représentatif du comportement du réseau dans le cadre de cette étude.*

*Chaque modèle de réseau utilisé lors de l'étude reflète la topologie, le niveau de production, la quantité et la distribution des charges réelles ainsi que les points d'opération (tensions, transits, etc.) des équipements sur le réseau de transport ».*

En page 9, le Transporteur mentionne ce qui suit à l'égard de l'évaluation des pertes par effet couronne dans le cadre de la méthode reposant sur un modèle de réseau :



« Les pertes par effet couronne apparaissent essentiellement sur le réseau à 735 kV lorsque les conditions météorologiques y sont propices. Pour évaluer ces pertes, ce sont les mesures des transits aux extrémités des lignes à 735 kV du Transporteur qui sont utilisées. Ces dernières permettent d'évaluer les pertes globales sur une ligne en effectuant la différence entre les mesures de transits entrants et sortants estimés. Les pertes par effet couronne sont ensuite obtenues en faisant la soustraction entre les pertes globales sur la ligne et les pertes par effet Joule calculées. Théoriquement, cette différence représente la combinaison des pertes par effet couronne, des pertes de fuites et d'induction.

Toutefois, comme ces dernières sont relativement faibles, notamment en regard de la précision des mesures de transits, la résultante est alors définie dans la présente étude comme étant les pertes par effet couronne. Il est à noter également que les transits entrant et sortant estimés des lignes à 735 kV ne comprennent pas le transit dans les inductances shunt qui sont branchées sur celles-ci ». [nous soulignons].

(v) « À la suite de ces revalidations, des écarts ont été identifiés et ont amené la révision des taux de pertes des années 2015, 2016 et 2017. Ceux-ci sont issus essentiellement de changements au réseau de transport qui n'ont pas été pris en compte adéquatement, ou n'ont pas été reflétés dans les équations.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau 1**  
**Taux de pertes de transport pour les années 2015 à 2017**  
**et taux moyen pour l'année 2019**

Année	Taux de pertes initiaux <sup>3</sup>	Taux de pertes révisés <sup>4</sup>
2015	6,13 %	5,49 %
2016	6,34 %	5,23 %
2017	5,79 %	5,35 %
Taux moyen 2019	6,1 %	5,4 %

»

**Demandes :**

3.1 La Régie constate que la valeur des pertes différentielles en puissance de la solution 3 est de 73 MW au tableau 10 de la référence (ii) et qu'elle est de 78 MW au tableau 11 de la référence (ii), soit la comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté. Veuillez confirmer la valeur des pertes différentielles de la solution 3 selon le réseau de transport 2017 ajusté en références (i) et (ii). Le cas échéant, veuillez corriger la comparaison économique faite au tableau 11 (référence (ii)).

3.2 La Régie constate que les différentiels de pertes en énergie des solutions 1 et 3 ne sont pas modifiés de manière proportionnelle entre le tableau 9 et le tableau 10 (références (i) et (ii)).

Veillez fournir le calcul menant à l'établissement du niveau de pertes en énergie soumis au tableau 10 de la référence (ii) en précisant notamment le facteur de charge utilisé. Dans le cas où le facteur de charge serait différent d'une solution à l'autre, veuillez expliquer.

3.2.1. Le cas échéant, veuillez valider ou corriger les valeurs des pertes incluses aux tableaux 10 et 11 et mettre à jour les comparaisons économiques qui les sous-tendent.

3.3 La Régie comprend des références (iii) et (iv) que par leur seule présence sur le réseau de transport, l'ajout d'une nouvelle ligne (solution 1 – nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay et solution 2 – nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides) augmente les pertes par effet couronne, car elles sont majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV. Veuillez préciser si le Transporteur a considéré l'impact sur les pertes par effet couronne de l'ajout d'une ligne (solution 1 et solution 2 sur le réseau) dans les comparaisons économiques.

3.3.1. Dans le cas où l'impact de l'effet de couronne n'aurait pas été pris en compte dans la comparaison économique des trois solutions, veuillez :

3.3.1.1. Expliquer que l'effet de couronne ne soit pas pris en compte;

3.3.1.2. Élaborer sur l'ampleur de cet effet sur le niveau de pertes différentielles des trois solutions en précisant si cela rend la solution 3 plus économique.

3.4 Veuillez préciser si les récents développements faisant l'objet du dossier R-4058-2018 (référence (v)), notamment la découverte d'erreurs au niveau du calcul de pertes, pourraient avoir un impact sur l'évaluation des pertes faite par le Transporteur au présent dossier. Veuillez expliquer votre réponse.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [C-NEMC-0019](#), p. 15;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), tableau 4, p. 23 et [B-0027](#), tableaux 12 à 19, p. 20 à 27;
  - (iii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 17;
  - (iv) Pièce [B-0007](#), Annexe 6.

**Préambule :**

(i) « 51. *The series compensation solution solves the reliability issue, which we know because HQT included it as a proposed solution. Its capital costs are much lower than the Micoua-Saguenay Line, and its overall costs are lower according to NEMC's economic analysis. [...]* »  
[nous soulignons]

(ii) Aux fins des différentes comparaisons économiques des solutions, le Transporteur considère les rubriques de coûts suivantes :

- Investissements;
- Valeurs résiduelles;
- Taxe sur les services publics;
- Charges d'exploitation (Pertes électriques).

(iii) « 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%

»

(iv) Le Transporteur fournit l'impact tarifaire du Projet dans lequel il tient notamment compte du coût du capital et des frais d'entretien et d'exploitation.

#### Constats de la Régie :

La Régie comprend que la proportion plus élevée de la composante investissements (référence (iii)) pour la solution 1 fait en sorte que :

- le coût en capital associé à la solution 1 serait plus élevé que celui de la solution 3;
- les frais d'entretien et d'exploitation associés à la solution 1 seraient plus élevés que ceux de la solution 3.

Ces constats sont d'autant plus applicables à la solution 2, considérant qu'il s'agit de la solution présentant les investissements les plus importants.

#### **Demandes :**

4.1 Veuillez confirmer que la rubrique « Charges d'exploitation » (référence (ii)) n'est composée que des pertes électriques.

4.2 Veuillez préciser si les constats de la Régie mentionnés ci-dessus sont reflétés dans les analyses économiques déposées au présent dossier.

4.2.1. Le cas échéant, veuillez expliquer comment ils sont pris en compte.

4.2.2. Si l'un ou l'autre ou l'ensemble de ces constats ne sont pas reflétés dans les analyses économiques déposées au présent dossier, veuillez :

- Expliquer que l'analyse économique soumise ne tient pas compte de ces effets;
- Produire la comparaison économique des solutions intégrant le coût du capital et les frais d'entretien et d'exploitation.

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 17; 21 et 22;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 31;
  - (iii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 19;
  - (iv) Pièce [C-NEMC-0019](#), p. 23;
  - (v) Pièce [C-SÉ-AQLPA-0011](#), p. 39 et 40.

**Préambule :**

(i) En page 17 :

« Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau ( $P_{PP}$ ) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle ( $P_{EA}$ ) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :

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

Où :

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

En pages 21 et 22 :

« **7.3 Sensibilité au facteur de charge ( $F_C$ )**

L'analyse des résultats de la variation des pertes en puissance et en énergie de chacune des solutions envisagées par rapport au réseau 2017 effectuée à la section 6 montre que le facteur de charge qui serait requis pour obtenir les valeurs d'énergie du tableau 12 à partir de la valeur de

*puissance de ce même tableau varie de 0,6 à 0,65. Compte tenu de ces résultats, le Transporteur considère qu'une réduction de 0,7 à 0,6 du facteur de charge est plausible ».*

(ii) « *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 ( $f_p$ ) 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  $f_p$  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 ( $f_p$ ) 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. ***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*** ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(iii) L'AQCIE-CIFQ soumet ce qui suit, entre autres, à l'égard des 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 %. En utilisant le facteur de charge du réseau, le facteur de pertes devient 37,3 % au lieu de 51,1 % ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]*

(iv) NEMC considère trop élevé le facteur de pertes :

*« 78. NEMC is of the view that the loss factor ( $F_p$ ) equal to 0.511 used by HQT in its analysis is not correct because the load factor ( $F_c$ ) required in the formula to determine  $F_p$  is not the 70 % value applied by HQT. This is an assumed number by HQT that is not consistent with annual peak and energy data provided in the 2017 Annual Report of Hydro-Québec. The analysis of such data for the last five (5) years as shown below indicates that the average load factor ( $F_c$ ) is rather 0.6732 and the average loss factor ( $F_p$ ) over the five (5) years would be 0.4749 :*

**Table 5**

Determination of HQ Historical Load and Loss Factors						
	2017/18	2016/17	2015/16	2014/15	2013/14	Average
<u>HQ 2017 Annual Report<sup>1</sup></u>						
Peak Load (MW)	38,204	36,797	37,347	38,743	39,031	38,024
Energy (GWh)	226,824	223,143	222,172	222,045	226,576	224,152
<u>Calculated Values</u>						
Load Factor (F <sub>L</sub> ) <sup>2</sup>	0.6778	0.6923	0.6791	0.6542	0.6627	0.6729
Loss Factor (F <sub>p</sub> ) <sup>3</sup>	0.4812	0.5005	0.4830	0.4507	0.4615	0.4749
Where:						
1 Peak and energy data from Operating Statistics Table, page 77, HQ 2017 Annual Report						
2 Load Factor (F <sub>L</sub> ) = Total energy (GWh) / (Peak Load (GW) x 8,760 hrs)						
3 Loss Factor (F <sub>p</sub> ) = 0.9xF <sub>C</sub> <sup>2</sup> + 0.1xF <sub>C</sub> (from HQT-2, Document 1.1, page 17, line 16)						

79. *The effect of lowering the loss factor (Fp) on the economic analysis is to lower the amount of energy losses. This will lower the cost of losses in each solution but the greatest reduction will be in the series compensation option because it has the highest capacity losses. NEMC is thus of the view that HQT's economic analysis is incorrect and needs to be redone ».*

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

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

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

**Demande :**

5.1 Considérant notamment les positions des intervenants sur le niveau du facteur de charge de 0,6 en références (ii), (iii) et (iv), veuillez préciser, en le justifiant, le niveau du facteur de charge que le Transporteur estime le plus approprié aux fins de l'évaluation des pertes en énergie des solutions (référence (i)).

- 6. Références :**
- (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 4 à 6;
  - (ii) Pièce [B-0027](#), tableaux 13 à 15, p. 21 à 23.

**Préambule :**

(i) L'AHQ-ARQ tire les constats suivants de la réalisation du projet de ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île :

- Surestimation de la production raccordée;
- Surestimation des pertes évitées en puissance et en énergie.

L'intervenante conclut que les pertes évitées de la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île ont été surestimées de façon significative autant en énergie qu'en puissance. Elle « *considère que la réduction de 5 % de l'analyse de sensibilité correspondante n'est pas suffisante* ».

(ii) Le Transporteur présente des comparaisons économiques des solutions selon les scénarios suivants, qui portent sur la variation des quantités de pertes :

- Réduction de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau. Selon ce scénario, la solution 1 est la plus économique et la solution 3 représente un ratio de 108 % par rapport à la solution 1;
- Facteur de charge de 0,6. Selon ce scénario, la solution 1 est la plus économique et la solution 3 représente un ratio de 101 % par rapport à la solution 1;
- Réduction combinée de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau et d'un facteur de charge de 0,6. Selon ce scénario, la solution 3 est la plus économique et représente un ratio de 99 % par rapport à la solution 1.

**Demandes :**

6.1 Veuillez commenter les constats de l'AHQ-ARQ (référence (i)) relativement à : 1. la surestimation de la production raccordée au réseau de transport retenue et 2. la surestimation des pertes évitées en puissance et en énergie dans le cadre du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île. Dans votre réponse, veuillez préciser si des ajustements découlant de l'expérience du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île pourraient être appliqués à l'évaluation du présent Projet.

6.2 La Régie comprend des comparaisons économiques citées à la référence (ii), que sous hypothèse d'un facteur de charge de 0,6, toutes autres choses étant égales par ailleurs, le seuil de variation du niveau de pertes à partir duquel la solution 3 devient la plus économique est de 5 %. Considérant notamment l'expérience du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île, veuillez :

6.2.1. Justifier le seuil de 5 % utilisé dans les analyses de sensibilité;

6.2.2. Commenter la possibilité que la réduction de l'écart des pertes au présent dossier soit plus élevée que 5 % et que la solution 3 devienne plus économique. Veuillez élaborer.

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 21;
  - (ii) Pièce [B-0032](#), p. 12, R4.3;
  - (iii) Pièce [B-0064](#), p. 4, R1.1.

**Préambule :**

(i) « *Toutefois, tel qu'il appert du tableau 4, la solution 2 présente des coûts globaux actualisés plus élevés que ceux de la solution 1, du fait notamment de la longueur de la ligne et des investissements qui en découlent. Bien que cette solution constitue la solution technique la plus structurante pour l'évolution du réseau de transport principal puisqu'elle permet d'acheminer directement la production des centrales de la Côte-Nord et de Churchill Falls vers les grands centres de consommation de la région de Québec, son coût global actualisé plus élevé que celui de la solution 1 fait en sorte que le Transporteur considère qu'elle doit être écartée au profit de la solution 1* ». [nous soulignons]

(ii) « *Dans ses études de planification, le Transporteur a effectué une analyse de sensibilité de ses solutions à divers besoins éventuels. Le Transporteur a aussi réalisé des études pour des demandes d'intégration postérieurement aux études de planification du Projet. Voir les réponses aux questions 4.1 et 10.1.*

*Par contre, considérant que le Projet est requis même si ces besoins éventuels ne se réalisent pas, que le Projet est économique même sans prendre en considération ces besoins éventuels et qu'il était impossible d'obtenir, en considérant des besoins éventuels, une solution sans ligne qui soit techniquement équivalente aux solutions avec ligne, l'analyse économique des solutions n'inclut pas d'investissements pour des besoins éventuels.*

*Le Transporteur a considéré ces besoins de façon qualitative dans la comparaison des solutions lorsqu'il mentionne à la pièce HQT-1, Document 1, page 21 que pour la solution 3, « toute augmentation subséquente à la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor ». [nous soulignons]*

(iii) « *Le Transporteur rappelle que le respect des critères de conception du réseau est notamment évalué sur la base du comportement dynamique du réseau de transport à la suite de la simulation d'événements. L'identification des événements qui engendrent les perturbations les plus importantes permet de localiser les endroits où le réseau est le plus contraint.*

*Le comportement dynamique dépend de la configuration du réseau, mais aussi de la quantité et de la localisation de la demande d'électricité et des sources de production. Autrement dit, de*



*nouveaux besoins, tant au niveau de la demande que de la production, peuvent également modifier la localisation des plus grandes contraintes.*

*Le Projet a pour effet de modifier la configuration du réseau de transport de façon à améliorer son comportement dynamique à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Les études du Transporteur ont permis de démontrer que la performance du réseau à la suite de la mise en service du Projet respecte l'ensemble des critères de conception. Toutefois, ces études ont aussi permis de constater que le corridor Manic-Québec demeure susceptible d'être l'endroit où se trouvent les plus grandes contraintes, particulièrement si de nouveaux besoins viennent augmenter la quantité d'électricité devant être transportée par les lignes de ce corridor. Le Transporteur constate également qu'à la suite de l'ajout de nouveaux besoins sur le réseau et indépendamment du Projet, la partie sud du réseau peut aussi de nouveau devenir contraignante et requérir un renforcement ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 7.1 Tenant compte des commentaires formulés aux références (i) et (ii), veuillez élaborer sur la possibilité que la solution 2, dont le coût actualisé est plus élevé que la solution retenue, mais que le Transporteur qualifie de plus structurante, puisse éviter des investissements additionnels à moyen ou long terme.
- 7.2 Veuillez élaborer sur les contraintes auxquelles le Transporteur réfère à la référence (iii), relatives au corridor Manic-Québec et à la partie sud du réseau.
  - 7.2.1. Veuillez préciser les solutions que le Transporteur envisage pour régler les contraintes Manic-Québec pour chacune des solutions 1, 2 et 3, ainsi que, si disponible, les coûts associés.
  - 7.2.2. Veuillez préciser les solutions que le Transporteur envisage pour régler les contraintes dans la partie sud du réseau pour les solutions 1, 2 et 3, ainsi que, si disponible, les coûts associés.