

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de l'Association hôtellerie Québec et
l'Association restauration Québec
(« AHQ-ARQ »)**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQT

CHOIX DU POSTE DE DÉPART

1. **Références :** (i) B-0020, pages 18 et 19;
(ii) B-0020, page 8, figure 1;
(iii) B-0016, pages 7 et 8.

Préambule :

(i) « *Le poste des Appalaches à 735-230 kV, situé à Saint-Adrien-d'Irlande, près de Thetford Mines, a été retenu comme point de départ de la ligne à 320 kV pour les raisons suivantes :*

- *c'est le poste à 735 kV situé le plus près du point de traversée de la frontière, ce qui réduit la longueur de la ligne à construire ;*
- *il s'agit d'un poste à 735 kV qui offre une capacité suffisante pour permettre le raccordement d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW ;*
- *il permet d'assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et qui étaient planifiées, au moment de choisir le poste de raccordement.*

Le poste des Cantons a été écarté, puisque le raccordement d'une ligne à 320 kV vers le New Hampshire était déjà prévu à ce poste au moment du choix de la solution de raccordement du Projet. Les autres postes à 735 kV situés dans la partie sud-est du réseau, comme le poste de Lévis, s'avèrent trop éloignés de la frontière du Maine pour constituer des options de raccordement intéressantes. » (Nous soulignons)

(ii) La figure 1 situe la zone d'étude sur la carte du réseau de transport d'Hydro-Québec. L'AHQ-ARQ constate que la distance à vol d'oiseau entre le poste des Cantons (au nord de Sherbrooke) et la frontière du Maine est 16 % plus courte que la distance à vol d'oiseau entre le poste des Appalaches et la frontière du Maine.

(iii) « *Le Transporteur soutient qu'une éventuelle modification du point de départ de la ligne à 320 kV pour le poste des Cantons ne présente aucune perspective d'amélioration importante de la solution qu'il a retenue, tant sur les plans technique, économique ou environnemental. Par ailleurs, la solution de raccordement du Projet a été déterminée en décembre 2017, alors que la demande de service de transport associée au projet d'interconnexion avec le New Hampshire a été retirée en août 2019. Une modification en 2019 du point de départ de la ligne à 320 kV aurait notamment engendré des impacts importants sur l'échéancier de réalisation du Projet de sorte qu'il n'aurait plus été possible de respecter la date de mise en service demandée par le client. Considérant l'absence de perspective d'amélioration notable de la solution de raccordement, le Transporteur a écarté cette avenue. » (Nous soulignons)*

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le raccordement d'une ligne à 320 kV vers le New Hampshire dont il est question à la référence (i) n'est plus prévu.

Réponse :

- 1 **Le Transporteur confirme que le raccordement d'une ligne à 320 kV vers le New**
2 **Hampshire n'est plus prévu.**

- 1.2 À partir de la référence (ii), veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'estimation de l'AHQ-ARQ selon laquelle la distance à vol d'oiseau entre le poste des Cantons et la frontière du Maine est de 16 % plus courte que la distance à vol d'oiseau entre le poste des Appalaches et la frontière du Maine.

Réponse :

- 3 **L'estimation de l'AHQ-ARQ n'est pas valable car elle ne tient pas compte du**
4 **point de traversée de la frontière qui a été convenu avec le promoteur du projet**
5 ***New England Clean Energy Connect, Central Maine Power, dans l'État du Maine.***
6 **La distance à vol d'oiseau entre le poste des Cantons et le point de traversée de**
7 **la frontière est de 97 km, soit 13 % plus longue que la distance à vol d'oiseau de**
8 **86 km entre le poste des Appalaches et le point de traversée de la frontière.**

- 1.3 Veuillez indiquer si le poste Des Cantons, à l'instar de celui des Appalaches tel que mentionné à la référence (i), offre une capacité suffisante pour permettre le raccordement d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW.

Réponse :

- 9 **Le poste des Cantons offre également une capacité suffisante pour permettre le**
10 **raccordement d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW.**

- 1.4 Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur doit-il « *assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et qui étaient planifiées* », tel qu'indiqué à la référence (i).

Réponse :

- 11 **Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
12 **Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.**

- 1.5 Veuillez indiquer la longueur de la ligne dont il est question à la référence (iii) qui serait construite entre le poste des Cantons et la frontière du Maine.

Réponse :

1 **Cette question réfère à un scénario hypothétique pour lequel aucune analyse**
2 **spécifique n'a été faite par le Transporteur dans le cadre de la préparation du**
3 **présent dossier. Le Transporteur estime que les informations requises ne sont**
4 **pas pertinentes à l'étude du Projet.**

- 1.6 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle une éventuelle modification du point de départ de la ligne à 320 kV pour le poste des Cantons ne présente « aucune perspective d'amélioration importante » de la solution que le Transporteur a retenue, sur le plan technique.

Réponse :

5 **Le Transporteur n'a pas réalisé d'étude qui considère le poste des Cantons**
6 **comme point de départ de la ligne d'interconnexion. Le Transporteur soumet**
7 **toutefois les éléments ci-dessous qui lui permettent de conclure qu'un point de**
8 **départ au poste des Appalaches demeure une solution optimale.**

- 9 • **La distance à vol d'oiseau est plus courte d'environ 11 km entre le poste**
10 **des Appalaches et le point de traversée de la frontière qu'entre le poste**
11 **des Cantons et ce point de traversée.**
- 12 • **Le Projet prévoit que le tracé de la ligne à 320 kV longera sur une majorité**
13 **de son parcours des lignes existantes à 230 kV et à 120 kV, ce qui permet**
14 **de limiter les impacts environnementaux du Projet. L'orientation des**
15 **lignes existantes dans la zone située entre le poste des Cantons et le**
16 **point de traversée de la frontière n'est pas favorable à l'élaboration d'un**
17 **tracé d'une ligne d'interconnexion qui longerait des lignes existantes sur**
18 **une majorité de son parcours.**
- 19 • **Un départ de la ligne d'interconnexion au poste des Cantons ne**
20 **permettrait pas d'assurer la séparation géographique des lignes**
21 **d'interconnexion entre le réseau du Transporteur et le réseau de la**
22 **Nouvelle-Angleterre.**
- 23 • **Un départ de la ligne d'interconnexion au poste des Cantons ne**
24 **modifierait pas le besoin de rehaussement de la capacité thermique des**
25 **lignes 7005 et 7035.**

- 1.7 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle une éventuelle modification du point de départ de la ligne à 320 kV pour le poste des Cantons ne présente « aucune perspective d'amélioration importante » de la solution que le Transporteur a retenue, sur le plan économique.

Réponse :

26 **Voir la réponse à la question 1.6.**

- 1.8** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle une éventuelle modification du point de départ de la ligne à 320 kV pour le poste des Cantons ne présente « *aucune perspective d'amélioration importante* » de la solution que le Transporteur a retenue, sur le plan environnemental.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 1.6.**

- 1.9** Veuillez quantifier, en nombre de mois, les « *impacts importants sur l'échéancier de réalisation du Projet* » dont il est question à la référence (iii).

Réponse :

- 2 **Le Transporteur estime qu'une modification du point de départ de la ligne à**
3 **320 kV nécessiterait une nouvelle étude d'avant-projet dont la durée serait d'au**
4 **minimum 18 mois.**

PERTES DE TRANSPORT DIFFÉRENTIELLES

- 2. Références :** (i) B-0020, page 7, note de bas de page no. 2;
(ii) R-4110-2019, B-0009, page 48, lignes 9 à 13;
(iii) D-2008-030, dossier R-3646-2007, pages 6 à 9;
(iv) B-0019, page 6, lignes 1 à 5.

Préambule :

(i) « *Les équipements qui seront installés, notamment le convertisseur à courant continu, sont conçus pour permettre leur utilisation en mode livraison et en mode réception.* » (Nous soulignons)

(ii) « *Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Il n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et du Québec.* » (Nous soulignons)

(iii) « *Le Transporteur fournit le coût des pertes différentielles entre les trois variantes et présente la méthodologie utilisée. Dans un premier temps, il détermine les pertes en puissance instantanées à la pointe en mode exportation et importation. Ensuite, à partir d'hypothèses sur le facteur d'utilisation (FU) en importation et en exportation, il utilise une formule simplifiée pour déterminer le facteur de pertes et le volume des pertes en énergie. Le calcul de l'impact monétaire des pertes est basé sur les coûts unitaires des pertes en énergie*

et en puissance. Ces valeurs sont fournies par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur).

[...]

Le Transporteur précise que les pertes en exportation sont plus élevées que les pertes en importation, puisqu'en importation, l'énergie est en partie consommée localement, tandis qu'en exportation l'énergie transite du réseau de transport via les postes Chénier ou Grand-Brûlé, selon la variante considérée. Les pertes différentielles en puissance, en mode exportation, sont estimées à 25,6 MW, tandis que les pertes différentielles en puissance, en mode importation, sont estimées à -8,1 MW.

Le Transporteur souligne qu'il ne peut prévoir avec précision le FU de l'interconnexion pour les 40 ans à venir et présente une étude de sensibilité.

[...]

La Régie constate l'étendue des hypothèses utilisées pour estimer le coût des pertes, soit les hypothèses sur le FU global, la proportion d'exportation et d'importation et le coût unitaire estimé.

L'hypothèse d'un FU global de 50 % pour établir le CGA du Projet doit être nuancée. La Régie est d'avis, tel qu'étudié par le Transporteur et les intervenants, que l'utilisation de cette interconnexion pourrait augmenter considérablement dans le futur. À cet effet, la Régie juge plausibles les différents scénarios du FU global présentés par le Transporteur dans son étude de sensibilité.

Par contre, en ce qui a trait à la proportion entre les importations et les exportations, la Régie considère davantage plausible, à l'instar de S.É./AQLPA, qu'elle soit comparable à celle de l'interconnexion Châteauguay – Massena en 2007, soit 72 % du FU global utilisé en exportation et 28 % du FU global utilisé en importation. » (Nous soulignons)

(iv) « Le facteur d'utilisation (F_U) utilisé pour estimer l'écart d'énergie est de 0,9. Ce facteur est calculé à partir de la valeur d'énergie maximale qu'il sera théoriquement possible de transiter sur la ligne à 320 kV et de l'estimation de la quantité d'énergie qui sera effectivement transitée sur la ligne à 320 kV.

$$F_U = \frac{\text{Énergie transitée (estimation)}}{\text{Énergie maximale théorique}}$$

» (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ découlant de la référence (i) selon laquelle le Projet permettrait des importations vers le Québec contrairement à ce qui est indiqué à la référence (ii).

Réponse :

1 **Le Transporteur confirme que les équipements de l'interconnexion à courant**
2 **continu sont conçus pour permettre le transit de puissance de la**
3 **Nouvelle-Angleterre vers le Québec. Cependant, ce mode d'exploitation n'a pas**
4 **fait l'objet d'une demande de service de transport, de sorte que différentes**
5 **contraintes au Québec ou en Nouvelle-Angleterre pourraient limiter la capacité**
6 **de transit en mode import.**

2.2 Veuillez décrire, s'il y en a, les contraintes qui pourraient affecter l'importation en direction du Québec en utilisant les équipements qui seront installés dans le cadre du Projet.

Réponse :

7 **Puisque le mode import n'a pas été étudié à ce jour, le Transporteur n'est pas**
8 **en mesure d'identifier les contraintes associées à ce mode.**

2.3 Veuillez fournir la prévision des pertes différentielles en puissance du Projet, autant en modes exportation que d'importation, comme il a été fait dans le cas de la référence (iii).

Réponse :

9 **Étant donné que les pertes différentielles entre les solutions ne consistent**
10 **qu'aux pertes sur la ligne radiale entre le poste des Appalaches et le point**
11 **d'interconnexion, les pertes différentielles en puissance du Projet en mode**
12 **importation seraient les mêmes qu'en mode exportation.**

2.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le facteur d'utilisation de 0,9 dont il est question à la référence (iv) est présumé être en mode exportation.

Réponse :

13 **Le Transporteur confirme que le facteur d'utilisation (F_U) de 0,9 dont il est**
14 **question à la référence (iv) est pour le mode exportation.**

2.5 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer la valeur du facteur d'utilisation en mode importation qui a été présumée pour le calcul des pertes différentielles de transport. Veuillez justifier l'hypothèse utilisée.

Réponse :

1 **Le facteur d'utilisation en mode importation qui a été présumé pour le calcul des**
2 **pertes différentielles de transport est de 0. Les livraisons annuelles convenues**
3 **en lien avec la ligne proposée dans le cadre du présent Projet s'établissent à**
4 **9,45 TWh par rapport à une capacité d'énergie maximale théorique de**
5 **10,51 TWh. Il est considéré comme hypothèse que les heures durant lesquelles**
6 **l'interconnexion n'est pas utilisée pour ces livraisons sont utilisées pour**
7 **réaliser la maintenance des équipements.**

2.6 Veuillez fournir les hypothèses utilisées et le calcul détaillé ayant permis d'obtenir la valeur de « *l'estimation de la quantité d'énergie qui sera effectivement transitée sur la ligne à 320 kV* » dont il est question à la référence (iv). Veuillez démontrer qu'une telle valeur est valide pour l'ensemble des 40 ans sur lesquels porte l'analyse économique réalisée par le Transporteur.

Réponse :

8 **Le facteur d'utilisation est calculé selon les livraisons annuelles convenues de**
9 **9,45 TWh, comme indiqué en réponse à la question précédente. Pour une**
10 **puissance transitée possible de 1 200 MW par heure, pour 8 760 heures par**
11 **année, la quantité d'énergie maximale théorique est de 10,51 TWh. On peut donc**
12 **calculer le facteur d'utilisation par la formule suivante :**

13
$$F_U = \frac{\text{Énergie transitée (estimation)}}{\text{Énergie maximale théorique}} = \frac{9,45 \text{ TWh}}{10,51 \text{ TWh}} = 0,90$$

14 **Le client EHQP a convenu de livraisons annuelles d'énergie de 9,45 TWh durant**
15 **20 ans. Le Transporteur a pris pour hypothèse que la quantité d'énergie**
16 **transitée serait similaire pour les 20 années suivantes sur lesquelles porte**
17 **l'analyse économique qu'il a réalisée.**

3. Références : (i) B-0019, page 5, lignes 25 à 30;
(ii) D-2019-087, dossier R-4052-2018, page 48, paragraphe 170.

Préambule :

(i) « *Le Transporteur indique qu'une évaluation sommaire des pertes par effet couronne a été réalisée pour les deux solutions, mais n'a pas été incluse dans la présente analyse puisque ces pertes sont de faible ampleur. De plus, cette évaluation sommaire démontre que les pertes par effet couronne sont plus importantes pour une ligne à courant alternatif de 735 kV*

que pour une ligne à courant continu de ± 320 kV, de sorte que l'inclusion de ces pertes à l'analyse économique aurait pour effet de favoriser la solution retenue » (Nous soulignons)

(ii) « [170] Étant donné le degré d'incertitude se rapportant à certains paramètres pris en compte dans l'évaluation d'un projet de cette envergure, la Régie est plutôt d'avis que tous les coûts se rapportant à chacune des solutions envisagées doivent être inclus dans l'analyse économique, sans égard à leur matérialité ou au fait qu'ils avantagent ou non le Projet. Elle invite le Transporteur à présenter ces analyses économiques en conséquence lors de demandes futures. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Veuillez commenter la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'approche du Transporteur apparaissant à la référence (i) ne respecte pas la décision de la Régie apparaissant à la référence (ii).

Réponse :

1 **Quant à l'approche reflétée par la référence (i), le Transporteur s'est conformé à**
2 **la décision D-2020-012, dans laquelle la Régie requérait une analyse de**
3 **sensibilité des pertes de transport considérées dans l'analyse économique.**
4 **Dans cette décision, elle précisait qu'il revenait principalement au Transporteur**
5 **d'identifier les sources d'incertitude pouvant affecter l'évaluation des pertes**
6 **de transport.**

7 **Celui-ci reste d'avis que les pertes par effet couronne, de faible ampleur, en plus**
8 **d'être plus importantes pour une ligne à courant alternatif de 735 kV que pour**
9 **une ligne à courant continu de ± 320 kV, ne représentent pas une source**
10 **d'incertitude suffisamment significative pour les inclure à l'évaluation des**
11 **pertes de transport dans le cadre de l'analyse économique.**

12 **En ce qui a trait à la référence (ii), le Transporteur estime utile de rappeler que**
13 **le rôle de l'analyse économique est de permettre de choisir, parmi les solutions**
14 **envisagées sur la base des coûts, et ce en considérant l'ensemble de la période**
15 **durant laquelle seront utilisés les équipements. C'est pourquoi l'analyse tient**
16 **compte des éléments de coûts qui permettent de différencier les solutions entre**
17 **elles tout en considérant qu'elles rendent un service équivalent. Par mesure de**
18 **simplicité et de clarté, elle peut exclure des coûts qui sont soit négligeables soit**
19 **communs à l'ensemble des solutions étudiées.**

20 **Il en est ainsi des coûts d'exploitation et d'entretien de chacune des deux**
21 **solutions envisagées dans le cadre du présent dossier, que le Transporteur juge**
22 **équivalents pour chacune¹, qui ne contribuent pas significativement au choix de**
23 **la solution à privilégier, et qui de surcroît ne représentent pas une source**
24 **d'incertitude significative.**

¹ Voir la réponse à la question 6.5 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1, présentant des coûts globaux actualisés (2019) de 18 123 k\$ pour la solution 1 retenue, comparativement à des coûts globaux actualisés (2019) de 23 345 k\$ pour la solution 2.

3.2 Afin de respecter la décision de la Régie apparaissant à la référence (ii), veuillez fournir une analyse économique corrigée qui tient compte des pertes par effet couronne, contrairement à ce que le Transporteur a fait dans sa preuve tel que décrit à la référence (i).

Réponse :

1 Le Transporteur rappelle qu'une évaluation sommaire des pertes par effet
2 couronne a été réalisée pour les deux solutions, mais n'a pas été incluse dans
3 l'analyse économique puisque ces pertes sont de faible ampleur. De plus, cette
4 évaluation sommaire démontre que les pertes par effet couronne sont plus
5 importantes pour une ligne à courant alternatif de 735 kV que pour une ligne à
6 courant continu de ± 320 kV, de sorte que l'inclusion de ces pertes à l'analyse
7 économique aurait pour effet de favoriser la solution retenue.

8 Dans l'évaluation sommaire réalisée par le Transporteur, les pertes par effet
9 couronne pour la solution 1 à courant continu sont évaluées à environ 5 GWh et
10 celles pour la solution 2 à courant alternatif sont évaluées à environ 7,3 GWh.
11 Les pertes différentielles dues à l'effet couronne sont ainsi d'environ 2,3 GWh,
12 comparativement à 28 GWh pour les pertes différentielles dues à l'effet Joule.
13 Le tableau suivant présente l'écart des pertes en énergie en tenant compte des
14 pertes par effet Joule et par effet couronne.

Tableau R3.2.1
Écarts de pertes en énergie de chacune des solutions

	Solution 1 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches	Solution 2 Construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière du réseau du Transporteur
Écart des pertes par effet joule en énergie (GWh) annuelles	28	0
Écart des pertes par effet couronne en énergie (GWh) annuelles	-2,3	0
Écart des pertes total en énergie (GWh) annuelles	25,7	0

15 Cette évaluation sommaire confirme que le paramètre des pertes par effet
16 couronne est non déterminant et négligeable. De plus, le Transporteur demeure
17 d'avis que les pertes par effet couronne ne représentent pas une source
18 d'incertitude suffisamment significative pour les inclure à l'évaluation des
19 pertes de transport dans l'analyse économique présentée dans le cadre du
20 Projet. Ainsi, le Transporteur estime que cette analyse satisfait les attentes de
21 la Régie exprimées notamment dans la décision visée par la référence (ii).

1 **Cependant, par souci de transparence et de clarté, et à l'appui de ce qui précède,**
2 **le Transporteur présente au tableau suivant la comparaison économique des**
3 **solutions à laquelle les pertes par effet couronne sont incluses.**

Tableau R3.2.2
Comparaison économique des solutions (écart des pertes par effet couronne)
(k\$ actualisés 2019)

	Solution 1 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches	Solution 2 Construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière
Investissements	667 184	805 133
Réinvestissements	5 292	20 664
Valeurs résiduelles	- 36 623	- 63 941
Pertes électriques	43 479	0
Taxe sur les services publics	45 282	55 488
Coûts globaux actualisés (CGA)	724 614	817 344

4 **Avec leur inclusion, le Transporteur constate que le coût global actualisé de la**
5 **solution 1 retenue demeure 11 % plus avantageux que celui de la solution 2.**

4. **Référence :** B-0019, pages 7 et 8, tableaux 2 et 3

Préambule :

Le Tableau 2 présente les résultats d'une analyse de sensibilité pour un facteur de perte de 0,9 alors que le Tableau 3 présente le même type de résultats mais pour un facteur de perte de 1,0. Les deux tableaux montrent des pertes différentielles en énergie identiques de 34,2 GWh pour la solution 1.

Demande :

4.1 Veuillez justifier que les pertes différentielles en énergie soient identiques dans les deux tableaux de la référence, alors que les facteurs de perte sont différents.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 7.3 de la de la demande de renseignements n° 1 de**
7 **la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.**

ANALYSE ÉCONOMIQUE

5. **Références :** (i) B-0019, page 5, lignes 9 à 13;
(ii) B-0021;
(iii) B-0020, page 19, lignes 20 à 27.

Préambule :

(i) « *Le Transporteur tient d'abord à informer la Régie que, lors de la préparation de l'analyse de sensibilité de l'évaluation des pertes de transport présentée ci-dessous, une anomalie relative à l'inflation des coûts, dans l'outil d'analyse économique, a été découverte et corrigée. Une analyse économique révisée a donc été produite [note de bas de page omise] et ces coûts révisés sont utilisés pour la présente analyse de sensibilité, en fonction des sources d'incertitude suivantes :* » (Nous soulignons)

(ii) L'Annexe 6 présente l'analyse économique corrigée produite par le Transporteur.

(iii) « *Le Transporteur a réalisé une comparaison des coûts des solutions envisagées en tenant compte, entre autres, des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 44 ans, soit 40 ans après la mise en service des équipements du volet poste :*

- *taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,281 % ;*
- *taux d'inflation générale de 2,0 % ;*
- *taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.* » (Nous soulignons)

Demandes :

- 5.1 Veuillez fournir le chiffrier Excel avec formules mathématiques intactes ayant permis de produire l'annexe 6 de la référence (ii).

Réponse :

- 1 **Le Transporteur estime que les informations requises par l'intervenant se**
2 **rappellent à un niveau de détail qui dépasse le cadre d'analyse d'une demande**
3 **d'autorisation d'investissement et qui n'est pas utile aux délibérations de**
4 **la Régie.**

5.2 Veuillez préciser ce que le Transporteur entend par le taux d' « *inflation générale* » de la référence (ii).

Réponse :

1 **Dans le cadre de ses analyses économiques, le Transporteur utilise, pour tous**
2 **ses flux nécessitant de subir l'effet de l'inflation, un indice des prix à la**
3 **consommation de 2 %, comme taux d'inflation prospectif.**

5.3 Veuillez expliquer et justifier le choix d'un taux d'inflation générale de 2,0 % sur une période de 44 ans, tel qu'indiqué à la référence (iii).

Réponse :

4 **La période de l'analyse économique de 44 ans est basée sur une durée de vie**
5 **utile moyenne d'actifs du volet poste de 40 ans, à laquelle s'ajoutent quatre ans**
6 **(délai entre la première année de l'analyse et celle de la mise en service). La**
7 **durée de vie utile moyenne des actifs du poste est utilisée car elle constitue la**
8 **plus courte durée de vie moyenne commune à l'ensemble des actifs analysés².**
9 **C'est par le calcul de la valeur résiduelle que le Transporteur considère les**
10 **avantages tirés des actifs dont la durée de vie utile dépasse la période d'analyse.**

ANALYSES DE SENSIBILITÉ

6. Référence : B-0019, pages 8 et 9.

Préambule :

« Considérant l'évolution des coûts évités du Distributeur approuvés par la Régie depuis les sept dernières années [note de bas de page omise], le Transporteur présente au tableau suivant les résultats en retenant les coûts évités les plus faibles de cette période, soit les coûts évités en puissance de la décision D-2014-037 et les coûts évités en énergie de la décision D-2019-027.

[...]

Le tableau suivant présente les résultats en retenant les coûts évités les plus élevés de cette période, soit les coûts évités en puissance de la décision D-2017-022 et les coûts évités en énergie de la décision D-2015-018. » (Nous soulignons)

Demandes :

² R-4052-2018, B-0032, HQT-3, Document 1.1, réponse à la question 12.1.

6.1 Veuillez fournir les taux utilisés pour indexer les diverses valeurs choisies à la référence afin de les ramener au début de la période d'analyse.

Réponse :

1 **Un taux de 2 % par année a été utilisé afin d'indexer les valeurs historiques des**
2 **coûts évités du Distributeur en dollars courants 2019.**

3 **Le tableau suivant présente les valeurs des pertes de la solution 1 résultantes**
4 **des coûts évités du Distributeur approuvés par la Régie pour les sept dernières**
5 **années. Le Transporteur souligne qu'il n'y a pas de valeurs de coûts évités pour**
6 **la solution 2 car il s'agit de la solution de référence.**

Tableau R6.1
Valeurs des pertes selon les coûts évités du Distributeur
(M\$ actualisés 2019)

Solution 1 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches		
Coûts évités approuvés des décisions	Valeur des pertes en puissance	Valeur des pertes en énergie
D-2013-037	3,5	50,7
D-2014-037	3,4	51,2
D-2015-018	3,7	54,5
D-2016-033	5,0	46,2
D-2017-022	9,0	50,2
D-2018-025	8,7	37,9
D-2019-027	8,7	34,2

6.2 Veuillez fournir les valeurs résultantes des coûts évités utilisés pour chacun des deux scénarios décrits à la référence.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 6.1.**