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

BATTERIE DE CONDENSATEURS AU POSTE DE LA MONTÉRÉGIE

1. Références : (i) B-0004, page 8, lignes 6 à 8;
(ii) B-0004, page 14, lignes 3 à 9;
(iii) B-0004, page 20, lignes 19 à 23.

Préambule :

(i) « *Les travaux au poste de la Montérégie consistent à ajouter une batterie de condensateurs d'une capacité de 100 Mvar à la section à 120 kV du poste. Cette batterie de condensateurs est requise afin d'assurer un soutien adéquat de la tension du réseau à 735 kV.* » (Nous soulignons)

(ii) « *Le coût de l'ajout de la batterie de condensateurs au poste de la Montérégie est inclus dans les trois solutions pour l'analyse économique.*

Cette dernière, réalisée en 2019 dans le cadre de l'étude d'impact sur le réseau, a été mise à jour pour refléter les paramètres économiques et financiers les plus récents. Les solutions qu'elle compare demeurent représentatives du réseau de transport en date du dépôt de la présente demande. Elles tiennent compte de l'évolution, en 2020 et 2021, de la séquence des études d'impact affichée sur le site OASIS du Transporteur. » (Nous soulignons)

(iii) « *L'ajout de la batterie de condensateurs au poste de la Montérégie contribue à assurer la fiabilité, la capacité et la continuité de service à l'ensemble des clients du réseau de transport.*

Le Projet entraîne donc un impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport d'électricité que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle. » (Nous soulignons)

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer si l'ajout de la batterie de condensateurs dont il est question aux références est requis en l'absence du projet d'installation d'un convertisseur au poste Hertel, de construction d'une ligne à 400 kV entre ce poste et la frontière du réseau du Transporteur avec l'État de New York et de réalisation des travaux connexes (le « Projet »). Dans l'affirmative, veuillez en faire la démonstration.

1.2 Veuillez fournir le coût dont il est question à la référence (ii).

1.3 Veuillez quantifier l'« *impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport d'électricité que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle* » et sa valeur économique. Veuillez indiquer, avec démonstration, si cet impact positif est requis afin de respecter les critères de conception du réseau de transport, avec et sans le Projet.

1.4 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer les éléments de « *l'évolution, en 2020 et 2021, de la séquence des études d'impact affichée sur le site OASIS du Transporteur* » qui ont entraîné des modifications dans les solutions et décrire l'ampleur de telles modifications, le cas échéant.

SOLUTIONS ENVISAGÉES

2. Références : (i) B-0004, page 12, lignes 9 à 29;
(ii) B-0015, page 6;
(iii) B-0004, page 13, lignes 3 à 5;
(iv) B-0005, annexe 5, pages 3 et 4.

Préambule :

(i) « *La solution 1 correspond à la solution la plus économique et représente la solution de référence du Transporteur. Cette solution consiste en l'installation d'un convertisseur de courant alternatif à courant continu au poste Hertel, raccordé à la section à 735 kV du poste. Une ligne à 400 kV à courant continu est construite depuis le poste Hertel jusqu'au point de traversée de la frontière canado-américaine situé dans la rivière Richelieu. Cette ligne est constituée de trois segments : un premier segment aérien sur une longueur d'environ 50 km, un second segment souterrain sur une longueur d'environ 7 km et un dernier segment sous-marin sur une longueur d'environ 2 km. Un poste aérosouterrain est également construit afin d'assurer la transition du segment aérien vers le segment souterrain.*

Le Transporteur évalue une date de mise en service de la solution 1 au plus tôt en décembre 2027.

Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. Toutefois, la solution 1 est la solution la plus avantageuse du point de vue économique, car elle présente les coûts globaux actualisés les plus faibles (voir tableau 3).

De plus, elle est avantageuse du point de vue des impacts environnementaux et sociaux par rapport à la solution 3. En effet, elle évite la construction d'un nouveau poste à 735 kV et elle prévoit la construction d'une ligne à 400 kV à courant continu qui est moins imposante physiquement qu'une ligne à 735 kV à courant alternatif. L'impact visuel et l'emprise au sol de la solution 1 sont ainsi réduits. Toutefois, cette solution ne permet pas de respecter la date de mise en service souhaitée par le client du service de transport. » (Nous soulignons)

(ii) « *Le Transporteur souligne que le résultat de l'analyse économique des différentes solutions n'a pas été un facteur déterminant dans le choix de la solution retenue par le client du service de transport. Le Projet retenu correspond à la demande du client du service de Transport qui en assume le surcoût. Par ailleurs, et bien que le Transporteur juge que le sujet déborde du cadre de la présente demande d'autorisation, il évalue que les délais additionnels de réalisation d'une solution majoritairement aérienne sont*

essentiellement attribuables aux démarches de consultation publique et aux autorisations gouvernementales. » (Nous soulignons)

(iii) « *La solution 2 n'est pas la plus économique, toutefois il s'agit de la seule solution qui permet une mise en service du projet prévue pour décembre 2025, comme demandé par le client. Les coûts imputables à l'option souterraine sont assumés par ce dernier* [Note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(iv) « *En 2012 et 2013, le Projet a fait l'objet d'une première démarche de participation du public, qui a permis de le faire connaître à la population locale et régionale. À cette époque, une cinquantaine de rencontres avaient été tenues avec les différents publics concernés, y compris des activités portes ouvertes avec les citoyens. Le projet et le tracé de ligne présentés faisaient alors consensus.*

En 2020, Hydro-Québec a relancé les activités de développement du projet, et en a mis à jour plusieurs éléments. Dès la reprise de ses études techniques et environnementales, Hydro-Québec a déployé une nouvelle démarche de participation du public, adaptée au contexte et aux besoins des parties prenantes. Cette démarche s'est déroulée entre l'automne 2020 et l'automne 2021. » (Nous soulignons)

Demandes :

2.1 Veuillez fournir un calendrier détaillé démontrant que la solution 1 ne peut être mise en service qu'au plus tôt en décembre 2027 tel que mentionné à la référence (i). Veuillez inclure à ce calendrier les démarches de consultation publique et les autorisations gouvernementales dont il est question à la référence (ii).

2.2 Veuillez fournir un calendrier détaillé démontrant que la solution 2 peut être mise en service en décembre 2025 tel que mentionné à la référence (iii). Veuillez inclure à ce calendrier les activités déjà réalisées (avec les dates réelles) et celles à venir avec, entre autres, les démarches de consultation publique et les autorisations gouvernementales dont il est question à la référence (ii).

2.3 Veuillez indiquer si, lors de la première démarche en 2012 et 2013 décrite à la référence (iv), le Transporteur a présenté la solution 1 mentionnée à la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez décrire les résultats de cette démarche. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait étant donné que la solution 1 est la plus avantageuse du point de vue économique, selon la référence (i).

2.4 Veuillez indiquer si, lors de la relance des activités de développement du projet en 2020 décrite à la référence (iv), le Transporteur a présenté la solution 1 mentionnée à la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez décrire les résultats de cette démarche. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait étant

donné que la solution 1 est la plus avantageuse du point de vue économique, selon la référence (i).

2.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, dans l'éventualité où le Transporteur avait présenté la solution 1 mentionnée à la référence (i) lors des activités de consultation publique décrites à la référence (iv), la solution 1 aurait pu être mise en service en décembre 2025, à l'instar de la solution (ii).

3. Références : (i) B-0004, page 13, lignes 3 à 5;

(ii) B-0004, page 19, note de bas de page no. 15;

(iii) B-0018, page 27, réponse 4.2.1.

Préambule :

(i) « *La solution 2 n'est pas la plus économique, toutefois il s'agit de la seule solution qui permet une mise en service du projet prévue pour décembre 2025, comme demandé par le client. Les coûts imputables à l'option souterraine sont assumés par ce dernier* [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(ii) « *Une contribution du client est requise pour le coût excédant le montant maximal. De plus, une contribution est également requise pour le coût de l'arrangement électrique différent demandé par le client, incluant une majoration de 19 % pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels, ainsi qu'une majoration selon les taux des taxes applicables.* » (Nous soulignons)

(iii) « *Le montant de 1 138,0 M$ inclut un montant de 80,0 M$ pour l'arrangement électrique différent de la solution de référence du Transporteur. Par conséquent, la contribution estimée qui est requise du client pour le coût excédant le montant maximal est de 151,5 M$ et pour l'arrangement électrique différent est de 80,0 M$, pour un total de 231,5 M$, comme présenté à la pièce HQT-1, 7 Document 1, annexe 8 [référence (iv)].* » (Nous soulignons)

Demandes :

3.1 Veuillez décrire, avec un exemple concret, comment seront calculés « *les coûts imputables à l'option souterraine* » dont il est question à la référence (i) et la contribution « *requise pour le coût de l'arrangement électrique différent demandé par le client* » dont il est question à la référence (ii). Veuillez notamment indiquer comment sera déterminé le montant des coûts de l'option non souterraine (par exemple, est-ce que ce seront les coûts prévus de la solution la moins chère?) et indiquer si les coûts réels imputables à l'option souterraine seront considérés.

3.2 Veuillez fournir les intrants et décrire le calcul ayant mené au montant de 80,0 M$ dont il est question à la référence (iii).

4. **Référence :** B-0004, page 13, lignes 6 à 8.

Préambule :

« *Par ailleurs, la solution 2 permet d'assurer une* <u>*meilleure harmonisation*</u> *avec le projet CHPE, puisque ce dernier prévoit la construction d'une ligne à courant continu entièrement enfouie (307 km sous l'eau et 238 km sous terre).* » (Nous soulignons)

Demande :

4.1 Veuillez expliquer en quoi la « *meilleure harmonisation* » dont il est question à la référence constitue-t-elle un objectif souhaitable ou un avantage de la solution 2.

5. Référence : B-0004, page 15, table 3.

Préambule :

«

Tableau 3
Comparaison économique des solutions
(k$ actualisés 2022)

	Solution 1 (2027) Convertisseur au poste Hertel et ligne 400 kV aérienne et enfouie	Solution 2A (2027) Convertisseur au poste Hertel et ligne 400 kV entièrement enfouie	Solution 2B (2025) Convertisseur au poste Hertel et ligne 400 kV entièrement enfouie (solution retenue)	Solution 3 (2027) Ligne 735 kV aérienne, nouveau poste convertisseur et ligne 400 kV enfouie
Investissements	774 637	866 199	953 198	898 597
Réinvestissements	2 839	5 114	5 380	17 090
Valeurs résiduelles	-69 117	-36 482	-21 907	-96 839
Pertes électriques	15 575	6 017	6 408	0
Coûts d'exploitation et d'entretien	20 031	20 715	22 432	25 040
Taxe sur les services publics	58 004	61 300	67 502	67 927
Coûts globaux actualisés (CGA)	**801 969**	**922 863**	**1 033 013**	**911 815**

»

Demande :

5.1 Veuillez élaborer sur l'incertitude des montants d'investissements prévus pour chacune des solutions apparaissant au tableau de la référence et fournir une évaluation quantitative de ces incertitudes.

IMPACT TARIFAIRE

6. **Références :** (i) B-0004, page 20, lignes 1 à 4;
(ii) R-4167-2021, B-0068, page 16, tableau 7.

Préambule :

(i) « *L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les coûts de ce dernier, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux coûts d'exploitation et d'entretien, ainsi que* <u>*les besoins de transport de 44 725 MW*</u>*.* » (Nous soulignons)

(ii) «

Tableau 7
Prévision des besoins des services de transport à long terme
(MW)

Services de transport	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Charge locale	39 401	39 719	40 085	40 427	40 501	40 838	41 157	41 479	41 770	42 041
Point à point	4 697	5 534	5 971	5 971	5 971	5 971	5 971	5 971	5 971	5 971
Total	44 098	45 253	46 056	46 398	46 472	46 809	47 128	47 450	47 741	48 012

»

Demande :

6.1 Veuillez concilier la valeur de 44 725 MW qui apparaît à la référence (i) et les valeurs des besoins de transport apparaissant au tableau 7 de la référence (ii).

PERTES ÉLECTRIQUES

7. Référence : B-0005, annexe 6, pages 4 à 9.

Préambule :

L'analyse économique tient compte de *Pertes électriques différentielles* pour les quatre solutions analysées.

Demandes :

7.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des *Pertes électriques différentielles* pour les solutions présentées à la référence. Veuillez notamment indiquer les hypothèses, intrants et méthodes de calcul ayant mené à ces valeurs. Veuillez aussi fournir l'évaluation de la valeur absolue des pertes électriques (non différentielles) pour la solution 3.

7.2 Veuillez indiquer quelles sont les clientèles qui assumeront les pertes de transport attribuables au Projet et selon quelles proportions.

7.3 Veuillez indiquer la provenance des coûts en $/MWh et en $/MW utilisés dans l'analyse économique de la référence pour les *Pertes électriques différentielles*.