

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No: R-4185-2022

---

**HYDRO-QUÉBEC**

(ci-après désignée le «Transporteur»)

*Demanderesse*

et

**ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES  
CONSOmmATEURS INDUSTRIELS  
D'ÉLECTRICITÉ**

(ci-après désignée « AQCIE »)

et

**CONSEIL DE L'INDUSTRIE  
FORESTIÈRE DU QUÉBEC**

(ci-après désigné « CIFQ »)

*Intervenants*

---

---

**ARGUMENTATION DE L'AQCIE ET DU CIFQ**

---

---

**LES INTERVENANTS AQCIE-CIFQ SOUMETTENT RESPECTUEUSEMENT CE QUI  
SUIT :**

## **I DÉTERMINATION DES BESOINS DE PÉRENNITÉ DU TRANSPORTEUR ET LEUR IMPACT SUR LA CONTRIBUTION DU PRODUCTEUR : LE NOMBRE DE GROUPES CONVERTISSEURS REQUIS**

1. Le projet visé par la demande d'autorisation du Transporteur consiste au remplacement des deux groupes convertisseurs (ci-après désignés «GC») au poste de Châteauguay (ci-après désigné «le Projet»). Ces deux GC furent mis en service en 1984 et seraient selon le Transporteur à la fin de leur vie utile;
2. Dans le cadre de sa justification du Projet et sa présentation des solutions envisagées, le Transporteur affirme *«qu'il n'y a pas d'alternative au projet de remplacement des GC en cause au poste de Châteauguay pour assurer la pérennité de l'installation»*<sup>1</sup>;
3. Ceci dit, les deux solutions envisagées par le Transporteur pour répondre à ses propres besoins de pérennité (solutions 1 et 2) impliquent toutes deux l'installation de deux nouveaux GC ayant la même capacité que ceux qu'ils visent à remplacer (500 MW chacun);
4. Le Producteur demande pour sa part au Transporteur de rehausser la capacité des deux GC existants de 500 à 750 MW chacun. Cette demande a pour objectif d'optimiser et de simplifier l'exploitation de la centrale de Beauharnois pour permettre au Producteur d'utiliser les convertisseurs du poste de Châteauguay pour livrer l'intégralité du service de transport ferme à long terme de point à point (1 200 MW) qu'il détient à l'égard du point de livraison HQT-MASS<sup>2</sup> ;
5. Le Transporteur évalue les coûts additionnels découlant de cette demande du Producteur à 96,2 M\$ (\$ de réalisation) et le Transporteur précise qu'à la mise en service le Producteur assumera les coûts réels relatifs à sa demande, majorés de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien (CEE)<sup>3</sup>;
6. Ce montant de 96,2 M\$ correspond à l'écart entre les estimations obtenues du fournisseur pour deux GC à 500 MW par rapport à deux GC à 750 MW<sup>4</sup> ;
7. Or le Transporteur n'a pas fait la preuve que ses besoins de pérennité (fiabilité et qualité de prestation du service de transport) nécessitent le maintien de deux GC au poste de Châteauguay, autant pour ses besoins de livraison que de réception;

---

<sup>1</sup> B-0009, p. 16. Voir aussi à la page 15

<sup>2</sup> B-0009, p. 9 et 10

<sup>3</sup> B-0009, page 24

<sup>4</sup> B-0014, page 8

8. En effet, ce qui doit être démontré ici par le Transporteur, ce n'est pas qu'une solution est requise afin d'assurer la pérennité d'équipements spécifiques mais bien pour assurer la pérennité de son service de transport en fonction de ses engagements contractuels et des possibilités offertes par son réseau;

#### **A) LIVRAISON (TRANSPORT DE POINT À POINT)**

9. Les deux solutions analysées par le Transporteur impliquent un apport de la centrale de Beauharnois. Actuellement, cet apport peut s'élever jusqu'à 800 MW puisque la capacité de l'interconnexion (mode livraison) est de 1 800 MW<sup>5</sup> et que la capacité des GC est de 1 000 MW ;
10. Pour sa part, l'interconnexion MASS-HQT fait l'objet de réservations pour le service de transport ferme à long terme de point à point totalisant 1 450 MW<sup>6</sup> ;
11. Il n'est donc pas nécessaire de maintenir la capacité actuelle des deux GC au poste de Châteauguay puisque la capacité actuelle de l'interconnexion est de 1800 MW alors que les obligations du Transporteur sur cette interconnexion sont de 1450 MW (excédent de 350 MW);
12. De plus, l'interconnexion MASS-HQT, en cas d'indisponibilité des GC au poste de Châteauguay, serait même encore en mesure de livrer 1370 MW aux États-Unis, ce qui n'est pas le cas des trois autres interconnexions récemment autorisées par la Régie où une telle indisponibilité provoque l'arrêt complet des livraisons<sup>7</sup>;
13. Le commentaire fait par le Transporteur dans son argumentation, à l'effet que la TTC maximale en condition dégradée de l'interconnexion MASS-HQT, que l'on retrouve sur le site OASIS du Transporteur, ne tient pas compte des «contraintes hydrauliques de la centrale de Beauharnois»<sup>8</sup> n'a pas d'impact significatif sur ce que cherche à établir les intervenants en référant à ces données, c'est-à-dire l'impact bien relatif qu'aurait l'indisponibilité des GC au poste de Châteauguay;

#### **B) RÉCEPTION (CHARGE LOCALE)**

14. Quant à la contribution en puissance attendue du marché de New York de la part du Distributeur, ce dernier considère lui-même qu'elle est

---

<sup>5</sup> B-0009, page 8

<sup>6</sup> B-0009, page 15

<sup>7</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 9

<sup>8</sup> B-0032, p. 11

- nécessairement bien inférieure<sup>9</sup> à la capacité d'importation (mode réception) actuelle de 1100 MW évaluée pour ce marché (dont 1000 MW via l'interconnexion MASS-HQT)<sup>10</sup>;
15. Soulignons également la mise en service prochaine d'une nouvelle interconnexion avec le NYISO d'une capacité de 1283 MW, dont les équipements sont conçus pour permettre leur utilisation en mode réception<sup>11</sup>. Ainsi, même avec un seul GC au poste Châteauguay, une capacité d'au moins 2 000 MW en provenance de New York pourra être assurée pour les besoins du Distributeur, ce qui est amplement plus élevé que la capacité attendue. Elle offre également plus de flexibilité au Distributeur en lui permettant de disposer d'un point d'injection supplémentaire pour une importation pouvant aller jusqu'à 1 100 MW en provenance du marché de New York ;
  16. Ainsi, la contribution attendue du marché de New York pour la satisfaction des besoins du Distributeur pourra être assurée en tenant compte de cette nouvelle interconnexion dont la mise en service est prévue au printemps 2026<sup>12</sup> soit avant la mise en service du présent Projet qui est en novembre 2026;
  17. Cette nouvelle interconnexion vient également répondre à tout enjeu de fiabilité que pourrait opposer le Transporteur en lien avec une possible indisponibilité temporaire d'un GC unique au poste de Châteauguay;
  18. Sur le plan technique, contrairement à ce qu'affirme le Transporteur dans son argumentation<sup>13</sup>, la confirmation de la capacité en réception de la nouvelle interconnexion importe peu. En effet, étant donné le facteur d'utilisation prévu, cette nouvelle interconnexion sera de toute manière en mode livraison au moins 95% du temps<sup>14</sup>. Dans ces circonstances, il suffit que le Distributeur prenne des engagements avec un fournisseur du marché de New York pour la capacité désirée, ce qui aura pour effet tout simplement de réduire le transit vers le marché de New York de la capacité injectée;

---

<sup>9</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 10 et 11; R-4110-2019, A-0059, p. 182 à 184

<sup>10</sup> R-4110-2019, B-0009, p. 43; R-4210-2022, B-0011, p. 39

<sup>11</sup> R-4188-2022, B-0004, page 7

<sup>12</sup> R-4210-2022, B-0011, page 43

<sup>13</sup> B-0032, p. 15, lignes 14 à 17

<sup>14</sup> R-4188-2022, B-0027, p. 12

### **C) CONCLUSION SUR LES BESOINS DE PÉRENNITÉ DU TRANSPORTEUR ET LEUR IMPACT SUR LA CONTRIBUTION DU PRODUCTEUR**

19. Assurer la pérennité du service de transport ne signifie pas que le remplacement de composantes du réseau doit nécessairement se faire par l'installation de nouvelles ayant la même capacité que les anciennes, sans égard à l'évolution des besoins du réseau depuis l'installation initiale de celles-ci. Rappelons ici que les deux GC ont été installés en 1984, à une époque où Hydro-Québec avait moins d'options d'interconnexions et moins de flexibilité dans l'opération de son réseau de transport. Rappelons également qu'à cette époque, Hydro-Québec n'était pas assujettie au contrôle de la Régie de l'énergie et ses activités n'avaient pas non plus fait encore l'objet d'une séparation fonctionnelle (Producteur, Transporteur et Distributeur)<sup>15</sup>;
20. Ainsi, en l'espèce, la pérennité du réseau de transport et la capacité du Transporteur à honorer ses engagements contractuels ne nécessitent pas de maintenir au poste de Châteauguay deux GC de 500 MW chacun;
21. Considérant les possibilités offertes par la production de la centrale de Beauharnois dans la livraison de point à point vers les États-Unis via l'interconnexion MASS-HQT, ainsi que la flexibilité d'importation qu'offrirait au Distributeur la nouvelle interconnexion avec le marché de New York dans son approvisionnement sur les marchés de court terme pour la charge locale, l'installation d'un seul GC répond aux besoins de pérennité du Transporteur. La contribution du Producteur découlant de sa demande doit donc être évaluée en comparant le coût d'une solution retenue prévoyant un seul GC et le coût d'installation de deux GC d'une capacité chacun de 750 MW tel que demandé par celui-ci;
22. Il est d'ailleurs révélateur qu'à l'égard des trois nouvelles interconnexions autorisées par la Régie, le Transporteur a jugé que l'installation d'un seul GC permettait d'assurer la pérennité et donc la fiabilité de son réseau de transport<sup>16</sup>;
23. Contrairement à ce qu'affirme le Transporteur dans son argumentation<sup>17</sup>, le présent dossier vise les mêmes objectifs que les dossiers récents traités par la Régie concernant de nouvelles interconnexions, soit la fiabilité et la qualité de prestation du service dans le cadre de ses engagements contractuels;

---

<sup>15</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 9

<sup>16</sup> R-3956-2015, B-0004, page 12, R-4112-2019, B-0004, page 5 et R-4188-2022, B-0004, page 5

<sup>17</sup> B-0032, p. 13, ligne 4

24. Un GC d'une capacité de 650 MW pour remplacer les deux GC en place serait donc amplement suffisant afin d'assurer la pérennité (fiabilité et qualité de prestation du service) du réseau de transport<sup>18</sup>;
25. Subsidairement, si la Régie juge essentiel de maintenir une capacité d'importation pour le Distributeur de 1000 MW via l'interconnexion MASS-HQT, l'installation d'un seul GC de cette capacité serait alors suffisante afin d'assurer la pérennité du réseau de transport;

### **Recommandation #1**

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que la contribution du Producteur corresponde au coût additionnel résultant de l'installation de deux GC d'une capacité chacun de 750 MW par rapport à l'installation d'un seul GC d'une capacité suffisante (650 MW ou subsidiairement 1000 MW) pour répondre aux besoins de pérennité du Transporteur.**

## **II LA COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES DEUX SOLUTIONS ENVISAGÉES**

26. En plus de la recommandation de réduire les coûts de la solution qui sera retenue en fonction de l'installation d'un seul GC d'une capacité suffisante afin de répondre aux besoins de pérennité du Transporteur, les intervenants ont identifié des problématiques très importantes dans le cadre de la comparaison économique des deux solutions envisagées par le Transporteur;

### **A) LE REMPLACEMENT DES TRANSFORMATEURS À 765-120 kV**

27. Le Transporteur mentionne que la solution 2 prend en compte des investissements de l'ordre de 60 M\$ (en \$courant) **de plus** que la solution 1, lesquels sont prévus pour le remplacement des transformateurs à 765-120 kV et d'autres équipements du poste à l'horizon 2030-2035<sup>19</sup> ;
28. En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur précise que ces investissements sont reliés au *remplacement des principaux équipements reliés aux transformateurs T13 et T14 et à 5 disjoncteurs à l'horizon 2026 à 2031 dans la solution 2*<sup>20</sup> ;

---

<sup>18</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 8

<sup>19</sup> B-0009, p. 18

<sup>20</sup> B-0027, p. 16

29. En réponse à une autre demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur mentionne plus spécifiquement que la solution évite le remplacement de deux transformateurs 120/765 kV<sup>21</sup>;
30. Or, selon l'AQCIE et le CIFQ, il n'est pas exact d'affirmer qu'il faut remplacer deux transformateurs **de plus** dans la solution 2 par rapport à la solution 1 ;
31. En effet, dans le cas de la solution 1, il faut remplacer, en plus de T11, au moins un autre transformateur 765/120 kV (T13 ou T14) car, étant donné que cette solution nécessite un apport de la centrale de Beauharnois, il faut au moins deux transformateurs 765/120 kV pour assurer la satisfaction de la totalité des capacités réservées lors de perte d'un transformateur<sup>22</sup> ;
32. Dans son argumentation, afin de répondre à cet élément, le Transporteur indique qu'il faut prendre en compte aussi le transformateur T12, illustré en configuration 735/120 kV à la figure 2 de B-0009, qui serait remplacé dans le cadre de la solution 2<sup>23</sup>;
33. Or, la prise en compte de ce transformateur T12, comme 4<sup>e</sup> transformateur qui devrait être remplacé dans le cadre de la solution 2, ne change rien au fait la configuration de la solution 1, telle qu'illustrée à la page 4 du document de la présentation du Transporteur faite le 4 octobre 2019 dans le cadre du processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport ayant mené à la présente demande, démontre clairement que la solution retenue implique le remplacement de trois transformateurs (Voir la solution «735/765 kV + Beauharnois – Capacité HVDC : 2 x 500 MW» portant le numéro 2 dans cette présentation)<sup>24</sup>. Notons d'ailleurs que les documents soumis au soutien de la demande du Transporteur dans le présent dossier ne contiennent pas de figure illustrant différemment la configuration de la solution retenue ;
34. Ainsi, l'affirmation contenue dans l'argumentation du Transporteur à l'effet que la solution 1 ne requière le remplacement, parmi les transformateurs T11, T12, T13 et T14 (765-735/120 kV), que de deux transformateurs<sup>25</sup> est en totale contradiction avec les configurations illustrées dans ce document de présentation du 4 octobre 2019 ayant mené à la présente demande<sup>26</sup>;

---

<sup>21</sup> B-0027, p. 24

<sup>22</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 14

<sup>23</sup> B-0032, p. 15 (lignes 21 à 24) et 16 (lignes 1 et 2)

<sup>24</sup> C-NEMC-0002, 13<sup>e</sup> page

<sup>25</sup> B-0032, p. 16, lignes 1 et 2

<sup>26</sup> Voir note 24. Voir aussi la note en bas de page n° 1 de B-0009

## Recommandation #2

Pour ces raisons, les investissements de 60 M\$ de plus, que le Transporteur associe à la présence de deux transformateurs (765-735/120 kV) de plus dans la solution 2 par rapport à la solution 1, devraient être réduits de moitié. Un montant de 30 M\$ devrait donc être ajouté à l'évaluation de la solution 1 dans la comparaison économique.

### B) LE PRÉTENDU DÉPASSEMENT DE CAPACITÉ À LA SECTION À 735-315 kV DU POSTE DE CHÂTEAUGUAY ASSOCIÉ À LA SOLUTION 2

35. Le Transporteur mentionne que des investissements supplémentaires de l'ordre de 73 M\$ sont requis à la solution 2 pour pallier un prétendu dépassement de capacité prévu à la section à 735-315 kV du poste de Châteauguay afin d'alimenter la charge prévue aux postes Langlois et de Léry<sup>27</sup>.
36. Ces coûts seraient associés au remplacement du transformateur T2 et à la reconfiguration de son raccordement à la section 735 kV à l'horizon 2026<sup>28</sup>;
37. En réponse à une demande de renseignements de NECM visant à obtenir les justifications du Transporteur à cet égard, ce dernier s'est contenté d'affirmer :

*«Les analyses du Transporteur portant sur la pérennité des GC **laissent entrevoir** un dépassement de la capacité de transformation à l'horizon 2025 à 2030, tenant compte des prévisions de charge du Distributeur aux postes Langlois et de Léry, des hypothèses de production possibles dans le sous-réseau, du transit simulé dans les groupes convertisseurs et des transits avec les réseaux voisins.*

*(...) De plus, le Transporteur précise qu'aucun projet visant à répondre à la croissance de charge desservie par les postes Langlois et de Léry n'est actuellement requis.»<sup>29</sup>*

(notre emphase)

38. Les explications du Transporteur ne présentent aucune démonstration chiffrée qui permette de remplir son fardeau de démontrer, par

---

<sup>27</sup> B-0009, pages 7, 8 et 18

<sup>28</sup> B-0027, p. 17

<sup>29</sup> B-0029, pages 4 et 5



prépondérance de preuve, que la capacité de transformation 735-315 kV de 2 142 MW sera dépassée à l'horizon 2025-2030<sup>30</sup>;

39. L'analyste des intervenants a, quant à lui, analysé l'évolution du transit prévu à la pointe d'hiver dans les transformateurs 315-120 kV des postes Langlois et de Léry et dans les transformateurs 735-315 kV du poste Châteauguay sur la période 2015-2021<sup>31</sup> ;
40. Il a pu constater que la capacité de 1 249 MVA prévue à l'hiver 2020-2021 dans les transformateurs 735-315 kV du poste Châteauguay est nettement inférieure à la capacité ferme évaluée à 2 142 MVA<sup>32</sup> ;
41. Par ailleurs, il apparaît d'autre part que le transit dans les transformateurs du poste Châteauguay n'est pas relié directement au transit dans les transformateurs des postes Langlois et de Léry<sup>33</sup>;

### **Recommandation #3**

**Les données historiques et la preuve actuelle du Transporteur ne permettent pas de conclure qu'il faut « entrevoir » un dépassement de la capacité de transformation 735-315 kV au poste Châteauguay. En conséquence, l'inclusion du montant de 73 M\$ dans les coûts de la solution 2 n'est pas justifiée et ce montant doit être retiré de la comparaison économique.**

### **C) L'ÉCART DANS LES COÛTS D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN**

42. Dans sa comparaison économique des solutions 1 et 2, le Transporteur estime que les coûts d'exploitation et d'entretien ont une valeur de 13,1 M\$ plus élevée pour la solution 2 (98,0 M\$) par rapport à la solution 1 (84,9 M\$)<sup>34</sup>;
43. Cet écart très considérable a simplement été justifié par le Transporteur comme étant principalement attribuable au nombre inférieur d'équipements dans la solution 1. Cette solution évite, selon celui-ci, l'installation de compensateurs statiques, ainsi que le remplacement de deux transformateurs 120/765 kV et d'un transformateur 735/315 kV<sup>35</sup> ;

---

<sup>30</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 15

<sup>31</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 15 à 17

<sup>32</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 17

<sup>33</sup> *Idem*

<sup>34</sup> B-0009, p. 19

<sup>35</sup> B-0027, p. 24

44. Ces différences d'équipements entre les solutions 1 et 2 sont insuffisantes pour justifier par prépondérance de preuve, sans une justification chiffrée et ventilée, un tel écart de coût d'exploitation et d'entretien;
45. Rappelons au surplus que la différence de nombre de transformateurs 120/765 kV entre les solutions 1 et 2 n'est que d'un seul, tel que mentionné précédemment;
46. La Régie a déjà reconnu que seuls les investissements liés à la croissance du réseau de transport peuvent être pris en compte pour l'évaluation de frais d'entretien et d'exploitation à intégrer dans les revenus requis du Transporteur<sup>36</sup>. Cette évaluation est faite alors par le Transporteur sur la base de l'appendice J des *Tarifs et conditions* qui indique que la valeur actualisée des charges d'entretien et d'exploitation occasionnées par les ajouts au réseau sur une période de 20 ans est estimée à 19 % des coûts totaux de l'investissement<sup>37</sup> ;
47. Ainsi, par analogie, dans le cadre d'une demande d'autorisation selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, étant donné que les investissements reliés au Projet sont de la catégorie « maintien des actifs »<sup>38</sup>, les coûts d'exploitation et d'entretien ne devraient pas être pris en considération dans la détermination des coûts globaux actualisés lorsqu'on effectue la comparaison économique des solutions envisagées ;
48. Par ailleurs, contrairement à ce qu'affirme le Transporteur dans son argumentation<sup>39</sup>, il n'y a pas de logique à traiter différemment l'impact des coûts d'entretien et d'exploitation dans le cadre de la détermination des revenus requis par rapport à un cadre d'analyse économique visant à évaluer le coût d'une solution. Le fait que, dans le cas des revenus requis, on évalue un coût annuel d'entretien et d'exploitation associé à une immobilisation, alors que dans une analyse économique, on ramène ces coûts annuels à l'intérieur d'un coût global actualisé, ne change rien au fait que l'effet de ce type de coûts est considéré neutre lorsqu'il s'agit d'un investissement se rapportant à la catégorie « maintien des actifs » ;
49. D'autre part, si l'on devait tout de même tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien dans le cadre de cette comparaison économique, les coûts d'exploitation et d'entretien des solutions 1 et 2 apparaissent beaucoup trop élevés, en comparaison, par exemple, avec les coûts d'exploitation et d'entretien que le Transporteur a estimés dans le dossier R-4052-2018 à l'égard de la solution analysée visant la construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec;

---

<sup>36</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 17 et 18; R-3897-2014, Décision D-2018-001, par. 314

<sup>37</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 18; R-4167-2021, B-0011, p. 11

<sup>38</sup> B-0009, page 23

<sup>39</sup> B-0032, p. 17

50. Les coûts liés à l'entretien et l'exploitation des équipements installés pour cette solution envisagée dans le dossier R-4052-2018, qui étaient composés principalement d'équipements de postes, avaient été estimés à l'époque par le Transporteur à seulement 4,0 M\$<sup>40</sup>, ce qui représente un montant **de 21 à 24 fois moins élevé** que dans le cas des solutions 1 et 2 du présent Projet;
51. Devant un tel écart entre les coûts d'entretien et d'exploitation de différents dossiers, il apparaît que la prise en compte de ce facteur est problématique pour déterminer la solution la plus économique ;

#### **Recommandation #4**

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de demander au Transporteur d'exclure les frais d'entretien et d'exploitation de la comparaison économique, ou à tout le moins d'ajuster ces frais en prenant en considération que la solution 1 ne permet pas d'éviter l'installation de deux transformateurs 765/120 kV mais bien d'un seul.**

#### **D) L'ASPECT TECHNIQUE**

52. Selon le Transporteur, la solution 2 serait moins optimale sur le plan technique et reconduit la stratégie d'exploitation actuelle qui est contraignante du fait de sa dépendance à la disponibilité de plusieurs équipements autres que les GC. Elle présenterait également des désavantages pour ce qui est de l'évolution du poste, nécessitant l'ajout de plus d'équipements pour alimenter la charge à partir du poste de Châteauguay<sup>41</sup> ;
53. Cette affirmation du Transporteur n'est pas exacte, puisque dans le cas des deux solutions analysées la capacité totale des GC est de 1 000 MW et un apport de la centrale Beauharnois est requis pour satisfaire la totalité des réservations pour le service de transport ferme à long terme de point à point de 1 450 MW ;
54. De plus, quant à la supposée dépendance de l'interconnexion MASS-HQT à la disponibilité d'un plus grand nombre de transformateurs et de compensateurs statiques alléguée par le Transporteur dans son argumentation<sup>42</sup>, cela n'a pas d'impact sur la disponibilité des GC puisque

---

<sup>40</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 20; R-4052-2018, B-0074, p. 22 et 23

<sup>41</sup> B-0009, page 18

<sup>42</sup> B-0032, p. 18 (lignes 18 et 19) et 19 (lignes 1 et 2)

la conception de la solution 2 respecte les critères de fiabilité par l'ajout d'un transformateur de relève;

55. Quant au désavantage présumé de nécessiter l'ajout de plus d'équipements pour ce qui est de « l'évolution du poste », nous comprenons de l'argumentation du Transporteur qu'il réfère là aussi à une supposé dépendance à la disponibilité d'un plus grand nombre de transformateurs et de compensateurs statiques<sup>43</sup>, affirmation à laquelle nous opposons le même argument lié à la conception fiable des deux solutions;
56. Il est d'ailleurs assez éloquent que la configuration actuelle ait permis au Transporteur d'assurer de manière fiable sa prestation de service depuis 1984 sans que celle-ci ne soit remise en cause;
57. Quant à un présumé bénéfique au niveau de la réduction du bruit que soulève le Transporteur dans son argumentation<sup>44</sup>, celui-ci n'apparaît pas de la preuve, qui n'identifie pas non plus cette question comme étant un enjeu;
58. Il en est de même à l'égard de l'affirmation contenue dans l'argumentation du Transporteur à l'effet que la solution 1 permettrait de dissocier l'alimentation des GC de l'alimentation de la charge locale, ce qui offrirait supposément un niveau de fiabilité « supérieur »<sup>45</sup>. La preuve ne révèle aucun enjeu de fiabilité à ce sujet. De plus, l'amélioration de la fiabilité associée à un telle affirmation n'est aucunement mesurée, ce qui empêche d'en apprécier l'impact réel et concret;

## **Recommandation #5**

**Selon l'AQCIE et le CIFQ, le Transporteur n'a pas démontré la supériorité technique d'une solution et les deux solutions analysées doivent être considérées équivalentes sur le plan technique et sur le plan de la fiabilité du service.**

### **E) L'IMPACT SUR LE CHOIX DE LA SOLUTION DEVANT ÊTRE RETENUE AFIN DE RÉPONDRE AUX BESOINS DE PÉRENNITÉ DU TRANSPORTEUR (SANS TENIR COMPTE DE LA DEMANDE DU PRODUCTEUR)**

59. La correction des problématiques de comparaison économique, entre les deux solutions envisagées, telle que soulevée au présent chapitre, a pour effet de rendre plus appropriée la solution 2 afin de répondre aux besoins

---

<sup>43</sup> B-0032, p. 19 (lignes 3 à 8)

<sup>44</sup> B-0032, p. 19 (lignes 9 à 11)

<sup>45</sup> B-0032, p. 19 (ligne 12 à 17)

de pérennité du Transporteur, tel que le démontre le Tableau AQCIE-CIFQ-4 confectionné par l'analyse des intervenants dans leur preuve écrite<sup>46</sup> :

Tableau AQCIE-CIFQ - 4 : Comparaison économique des solutions modifiée  
(k\$ actualisés 2022)

	Solution 1	Solution 2
	M\$	M\$
Investissements	842 209 \$	776 465 \$
Réinvestissements	10 677 \$	53 697 \$
Valeurs résiduelles	9 216 \$	48 922 \$
TSP	50 345 \$	52 540 \$
Pertes MW	0,000	0,8
Pertes MWh	-	200 <sup>1</sup>
Valeurs des pertes	0 \$	4 085 \$
Entretien	0 \$	0 \$
<b>CGA</b>	<b>894 015 \$</b>	<b>837 864 \$</b>
Écart	56 151 \$	
Ratio	107%	100%

### Recommandation #6

En plus de la recommandation de réduire les coûts de la solution qui sera retenue en fonction de l'installation d'un seul GC d'une capacité suffisante afin de répondre aux besoins de pérennité du Transporteur, **l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de retenir la solution 2 comme solution de référence pour l'évaluation de la contribution du Producteur en fonction de la comparaison économique des solutions 1 et 2 révisée de la manière indiquée au présent chapitre.**

## III LE COÛT DE CERTAINES RUBRIQUES DANS L'ESTIMATION DU COÛT DU PROJET

### A) LE COÛT DES RUBRIQUES «INGÉNIERIE, GÉRANCE ET CLIENT»

60. Les intervenants ont noté une augmentation importante de la proportion que représente le coût des rubriques «Ingénierie, Gérance et Client» par rapport au coût total des équipements de poste dans les projets traités récemment par la Régie. Le présent Projet ne fait pas exception à cette tendance des dernières années qui demande explications ;

<sup>46</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 22

61. L'analyste des intervenants a préparé le tableau AQCIE-CIFQ-5, que l'on retrouve dans la preuve écrite<sup>47</sup>, afin d'illustrer cette tendance :

Tableau AQCIE-CIFQ – 5 : Pourcentage des rubriques Ingénierie, Gérance et Client par rapport au coût total des équipements de poste.

	R-3956-2015	R-4112-2019	R-4188-2022	R-4185-2022
Ingénierie (interne et externe)	1,79%	1,84%	5,43%	4,47%
Gérance (interne et externe)	2,56%	3,13%	14,88%	8,69%
Client	2,64%	1,97%	5,51%	2,34%
Total	6,99%	6,95%	25,82%	15,49%

62. Pour le Projet actuel, le pourcentage est près de 2,5 fois plus élevé que pour les projets déposés en 2015 et 2019 dans le cas de la rubrique Ingénierie et près de 3 fois plus élevé dans le cas de la rubrique Gérance ;
63. En réponse à la demande des intervenants de justifier l'augmentation du pourcentage des rubriques Ingénierie et Gérance, le Transporteur mentionne :

*«Chaque projet est unique et réalisé dans un contexte de marché différent. Le Transporteur considère inappropriée la simple comparaison des rubriques de coûts présentée en préambule.*

*De plus, le coût des GC provenant du fournisseur, dans le cadre du présent Projet, est réparti dans diverses rubriques, rendant ainsi inappropriée la comparaison des coûts par rubrique avec les différents projets cités en préambule.<sup>48</sup>»*

64. On constate que le Transporteur se contente d'invoquer un «contexte de marché différent» et le caractère «unique» de chaque projet afin de justifier l'augmentation du pourcentage que représente les rubriques Ingénierie et Gérance depuis 2015 ;
65. Les coûts de main-d'œuvre sont la principale composante de ces rubriques<sup>49</sup> et il n'y a aucune indication à l'effet que l'augmentation des coûts de main-d'œuvre par rapport aux autres coûts justifie une telle

<sup>47</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 24

<sup>48</sup> B-0027, p. 26

<sup>49</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 24; B-0009, p. 21 auquel fait référence les intervenants dans B-0027, p. 26

augmentation de la proportion des coûts de ces rubriques par rapport aux coûts totaux des équipements de postes ;

66. À priori, en se basant sur les données des dossiers R-3956-2015 et R-4112-2019, les frais d'ingénierie et de Gérance devraient être plutôt de l'ordre de 2% et 3% respectivement au lieu de 4,47% et 8,69% dans le cas du dossier actuel ;
67. L'AQCIE et le CIFQ considèrent donc que les explications du Transporteur ne sont pas satisfaisantes pour justifier une telle augmentation ;
68. Il est important que l'estimation du coût d'un projet, soumise au soutien d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'Énergie*, ne vienne pas surévaluer celui-ci. En effet, lorsque viendra le temps de justifier l'inclusion des coûts réels dans la base de tarification du Transporteur, cette estimation sera une référence importante afin d'expliquer tout écart avec les prévisions de ce dernier. Une estimation surévaluée risque grandement de biaiser l'analyse qui devra être faite de la raisonnable des coûts réels que le Transporteur désirera inclure dans ladite base de tarification ;

#### **Recommandation #7**

**L'AQCIE-CIFQ recommande donc à la Régie d'exiger que le Transporteur ajuste à la baisse le montant des rubriques Ingénierie et Gérance de son estimation.**

#### **B) LE COÛT DE LA RUBRIQUE «PROVISION»**

69. La rubrique «Provision» pour les équipements de postes associée à l'évaluation du coût du présent Projet représente 13,64% du coût total desdits équipement de postes<sup>50</sup> ;
70. Cela est déjà significativement plus élevé que ce que représente la proportion de cette rubrique pour les équipements de postes dans des dossiers antérieurs. L'analyste des intervenants a préparé le tableau AQCIE-CIFQ-6, que l'on retrouve dans la preuve écrite<sup>51</sup>, afin d'illustrer cette réalité :

---

<sup>50</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 25

<sup>51</sup> *Idem*

Tableau AQCIE-CIFQ - 6 : Proportion des coûts de la rubrique Provision par rapport aux coûts totaux des équipements de postes.

	R3956-2015	R-4112-2019	R-4188-2022	R-4185-2022
Provision	10,89%	6,00%	9,80%	13,64%

71. Étant donné que le prix des GC est garanti, la rubrique Provision concerne nécessairement les coûts des autres équipements de poste ;
72. Les intervenants ont évalué, à partir de la pièce B-0014 (confidentiel, p. 6) que la proportion de la rubrique Provision par rapport aux autres coûts est de 21,3%<sup>52</sup> ;
73. En réponse à la demande de l'AQCIE et du CIFQ de justifier ce pourcentage de 21,3% de la rubrique Provision, le Transporteur mentionne :

*«L'engagement de 164 M\$ vise à garantir les prix de la soumission du fournisseur et la date de mise en service des GC dans le contexte des conditions de marchés actuelles mais n'élimine pas les risques associés au développement de ce type de projet. La rubrique « Approvisionnement » inclut également tous les équipements du Projet autres que les GC. Par conséquent, la provision pour le Projet couvre l'ensemble des activités du Projet et est toujours requise.»<sup>53</sup>*

74. Cette réponse du Transporteur n'est pas plausible.
75. En effet, le coût des deux GC constitue la très large part de la rubrique Approvisionnement<sup>54</sup>. La valeur des autres équipements du Projet ne peut être significative pour cette rubrique. Dans un contexte où le prix des deux GC et la date de mise en service sont censés être sécurisés et garantis, l'ampleur du montant de la rubrique Provision soumis par le Transporteur est clairement exagéré et n'est certainement pas justifié par les faibles risques résiduels associés à la réalisation de ce type de projet<sup>55</sup> ;
76. Comme cela a déjà été mentionné, il est important que l'estimation du coût d'un projet, soumise au soutien d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'Énergie, ne vienne pas surévaluer celui-ci. En effet, lorsque viendra le temps de justifier l'inclusion des coûts

<sup>52</sup> B-0027, page 24

<sup>53</sup> B-0027, page 25

<sup>54</sup> B-0013, p. 7 (confidentiel)

<sup>55</sup> C-AQCIE-CIFQ-0014/0015, p. 26



réels dans la base de tarification du Transporteur, cette estimation sera une référence importante afin d'expliquer tout écart avec les prévisions de ce dernier. Une estimation surévaluée risque grandement de biaiser l'analyse qui devra être faite de la raisonnable des coûts réels que le Transporteur désire inclure dans ladite base de tarification.

#### **Recommandation #8**

**L'AQCIE-CIFQ recommandent donc à la Régie d'exiger que le Transporteur, en l'absence de justifications suffisantes, ajuste à la baisse le montant de la rubrique Provision de son estimation, considérant que le prix des deux GC est sécurisé.**

Laval, le 9 décembre 2022

*Dunton Rainville sencl*

---

**DUNTON RAINVILLE SENCRL**  
Procureurs des intervenants  
AQCIE-CIFQ