

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMERO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ À HQT**

**Demande relative au remplacement des groupes convertisseurs au poste de  
Châteauguay**

**1. Référence :** B-0009, page 8

**Préambule :**

*La capacité maximale du point de livraison HQT-MASS est de 1 800 MW. Elle est toutefois limitée par la capacité maximale de réception du réseau de New York, qui varie entre 1 310 MW et 1 500 MW. Les livraisons réservées par les clients de service de transport de point à point sont effectuées en partie par les GC dont la capacité est limitée à 1 000 MW, et en partie en synchronisant des groupes de la centrale de Beauharnois sur le réseau de New York.*

Étant donné que la capacité maximale du point de livraison est de 1 800 MW et que la capacité des GS est limitée à 1 000 MW, l'AQCIE et le CIFQ comprennent que la centrale de Beauharnois peut contribuer pour 800 MW.

**Demandes :**

- 1.1** Veuillez confirmer la compréhension des intervenants à l'effet que la centrale de Beauharnois peut fournir 800 MW pour l'interconnexion.
- 1.2** Si vous ne confirmez pas, veuillez préciser de quelle façon a été déterminée la capacité maximale de 1 800 MW.
- 1.3** Veuillez indiquer s'il y a des restrictions quant à l'utilisation de la centrale de Beauharnois concernant la livraison de capacité au point de livraison. Veuillez expliquer votre réponse.

**2. Références :** (i) B-0009, page 7 et 8  
(ii) R-4167-2021, B-0022, page 8

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*Par ailleurs, le transit dans la transformation est limité par des contraintes associées au raccordement et aux capacités des transformateurs. En effet, deux des transformateurs ont une capacité de 1 650 MVA (T1 et T3) alors que le troisième a une capacité de 600 MVA (T2). De plus, le mode de raccordement des transformateurs rend possible le déclenchement simultané des transformateurs T1 et T2 en simple contingence, ce qui impose une contrainte supplémentaire et réduit finalement le transit dans la transformation à la capacité de surcharge du transformateur T3.*

La référence (ii) présente l'État de la transformation des postes du réseau principal prévu à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021. Pour les transformateurs 735/315 kV du poste Châteauguay, il est indiqué que la capacité ferme pour l'hiver 2020-2021 est de 2 699 MVA et que le transit hiver post événement serait de 1239 MVA.

Pour l'été, la capacité ferme est de 1928 MVA et le transit post événement est de 833 MVA.

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez fournir la capacité du transformateur T3 en surcharge.
- 2.2 S'il y a lieu, veuillez concilier la capacité fournie à 2.1 avec la capacité de 2 699 MVA indiquée à la référence (ii).
- 2.3 Pour le transit post événement de 1 239 MVA indiqué à la référence (ii), veuillez fournir la capacité servant à alimenter les postes Langlois et de Léry et la capacité dédiée à l'interconnexion. Dans cette même condition, veuillez fournir la capacité fournie par la centrale Beauharnois pour l'exportation.
- 2.4 Veuillez indiquer s'il est possible de modifier le mode actuel de raccordement des transformateurs afin d'éviter le déclenchement simultané des transformateurs T1 et T2 en simple contingence. Veuillez expliquer votre réponse.
- 2.5 Veuillez fournir une estimation du coût des modifications visées par la question 2.4.
- 2.6 Veuillez indiquer quelle serait la capacité de transformation 735/315 kV si les modifications visées par la question 2.4 étaient réalisées.

- 3. Références :** (i) B-0009, page 8  
 (ii) B-0009, page 18

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*Par conséquent, il est prévu que le transit dans la section à 735-315 kV, pour alimenter à la fois les GC et la charge prévue aux postes Langlois et de Léry, dépasse la capacité de transformation à court terme.*

À la référence (ii), il est mentionné que *des investissements de l'ordre de 73 M\$ sont requis pour pallier le 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.*

Le tableau suivant présente un historique du transit prévu à la pointe d'hiver dans les transformateurs 315/120 kV des postes Langlois et de Léry. Le transit de l'hiver 2019-2020 n'est pas indiqué puisqu'il n'y a pas eu de dossier tarifaire du Transporteur à l'année 2020. (Les références sont indiquées dans la première colonne)

Historique du transit prévu à la pointe d'hiver				
		Langlois <sup>1</sup>	De Léry <sup>1</sup>	Total
	Transit à la pointe	MVA	MVA	MVA
R-3981-2016, B-27, pages 11 et 12	Hiver 2015-2016	505	479	984
R-4012-2017, B-31, pages 11 et 12	Hiver 2016-2017	485	268	753
R-4058-2018, B-32, pages 11 et 12	Hiver 2017-2018	121	383	504
R-4096-2019, B-37, pages 11 et 12	Hiver 2018-2019	120	454	574
R-4167-2021, B-69, pages 11 et 12	Hiver 2020-2021	503	407	910

NOTE 1 : La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier

On peut constater des variations importantes qui s'expliquent probablement par la note 1 qui mentionne que la production locale de Beauharnois sur ce sous-réseau peut varier.

Le tableau suivant présente un historique du transit prévu à la pointe d'hiver dans les transformateurs 735/315 kV du poste Châteauguay. Le transit de l'hiver 2019-2020 n'est pas indiqué puisqu'il n'y a pas eu de dossier tarifaire du Transporteur à l'année 2020. (Les références sont indiquées dans la première colonne)

Historique du transit prévu à la pointe d'hiver		
		Châteauguay 735/315 kV
Transit à la pointe		MVA
R-3981-2016, B-27, page 8	Hiver 2015-2016	2003
R-4012-2017, B-31, page 8	Hiver 2016-2017	1537
R-4058-2018, B-32, page 8	Hiver 2017-2018	1268
R-4096-2019, B-37, page 8	Hiver 2018-2019	1175
R-4167-2021, B-69, pages 8	Hiver 2020-2021	1249

NOTE 1 : La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier

Ici également, on peut constater des variations importantes qui s'expliquent probablement par la note 1 qui mentionne que la production locale de Beauharnois sur ce sous-réseau peut varier.

La production locale de la centrale Beauharnois est donc un facteur déterminant pour l'évaluation de la capacité de transit dans les transformateurs 735/315 kV.

#### **Demandes :**

- 3.1** La référence (i) mentionne que la capacité de transformation 735/315 kV du poste Châteauguay sera dépassée à court terme. Veuillez préciser l'année où la capacité serait dépassée.
- 3.2** Veuillez fournir une prévision des besoins prévus aux postes Langlois et de Léry sur une période de 10 ans.
- 3.3** Étant donné que le transit dans les transformateurs 735/315 kV du poste Châteauguay dépend de la production locale de la centrale Beauharnois, veuillez fournir et justifier les hypothèses de production locale utilisées pour déterminer le dépassement de la capacité de transformation dans les transformateurs 735/315 kV mentionné à la référence (i).

- 4. Références :**
  - (i) B-0009, page 13
  - (ii) R-0009, page 14
  - (iii) R-4167-2021, B-0163, pages 3 et 6

#### **Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*Comme le Transporteur l'indique à la section précédente, les GC sont vieillissants et atteindront la fin de leur durée de vie utile en 2024. Une grande partie de leurs composantes approchent ou dépassent la fin de leur durée de vie utile et présentent un état préoccupant. Plus particulièrement, les composantes principales des GC, soit les*

*transformateurs de puissance, les valves à thyristors, les filtres ainsi que les systèmes de ventilation et de refroidissement des GC, ont été identifiés comme étant les plus critiques. Plusieurs d'entre elles ont subi des défaillances au cours des dernières années. L'impact d'une défaillance sur ces types d'équipement est important, causant des indisponibilités pouvant dépasser six mois.*

La référence (ii) mentionne :

*Malgré ces interventions, la vétusté des groupes convertisseurs a entraîné une hausse considérable des bris des composantes des GC affectant la disponibilité de l'interconnexion au cours des dernières années.*

À la page 3 de la référence (iii), le Transporteur définit ainsi l'indicateur de disponibilité de service aux interconnexions :

*L'indicateur Disponibilité de services aux interconnexions se définit par la disponibilité annuelle des interconnexions en exportation et est basé sur les Total Transfer Capability (« TTC ») ou les Capacités de transfert totales à ces interconnexions.*

À la page 6 de la même référence, il fournit le tableau suivant qui présente un historique de cet indicateur.

Le tableau suivant présente les données utilisées pour le calcul de l'indicateur.

**Tableau R1.3\***

Interconnexion	Énergie (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Ontario (ON)	$\sum TTC_{hr}$ (1)	19 129	18 298	20 172	21 888	21 750	NA
	$\sum TTC_{réf}$ (2)	23 761	23 696	23 696	23 696	23 761	NA
	Indicateur = (1)/(2)	80,5 %	77,2 %	85,1 %	92,4 %	91,5 %	85,3 %
New-York (NY)	$\sum TTC_{hr}$ (3)	15 937	14 141	15 466	16 500	16 248	NA
	$\sum TTC_{réf}$ (4)	17 559	17 511	17 511	17 511	17 559	NA
	Indicateur = (3)/(4)	90,8 %	80,8 %	88,3 %	94,2 %	92,5 %	89,3 %
Nouvelle-Angleterre (NE)	$\sum TTC_{hr}$ (5)	16 191	18 615	18 001	19 392	18 545	NA
	$\sum TTC_{réf}$ (6)	20 379	20 323	20 323	20 323	20 379	NA
	Indicateur = (5)/(6)	79,4 %	91,6 %	88,6 %	95,4 %	91,0 %	89,2 %
Nouveau-Brunswick (NB)	$\sum TTC_{hr}$ (7)	6 676	7 830	7 718	8 038	8 386	NA
	$\sum TTC_{réf}$ (8)	9 039	9 014	9 014	9 014	9 166	NA
	Indicateur = (7)/(8)	73,9 %	86,9 %	85,6 %	89,2 %	91,5 %	85,4 %
GLOBAL	$\sum TTC_{hr}$ (9)	57 695	58 674	61 083	65 523	64 632	NA
	$\sum TTC_{réf}$ (10)	70 439	70 246	70 246	70 246	70 566	NA
	Indicateur = (9)/(10)	81,9 %	83,5 %	87,0 %	93,3 %	91,6 %	87,5 %

\* L'indicateur global prend en considération des limitations à 325 MW sur le total des chemins CORN inclus dans l'Ontario (ON) et DEN inclus dans New-York (NY) dont les TTC<sub>réf</sub> totalisent 359 MW. Ainsi, la somme des deux chemins pour les TTC<sub>hr</sub> et pour les TTC<sub>réf</sub> est limitée lorsqu'elle dépasse 325 MW. Pour les fins du tableau demandé par interconnexion les TTC<sub>hr</sub> et TTC<sub>réf</sub> n'ont pas été limités indépendamment pour ces deux chemins, car c'est la combinaison des deux qui est limitative.

On peut constater que sur les 5 dernières années la disponibilité des interconnexions vers New York est plus élevée que la disponibilité des autres interconnexions. On peut également constater que la situation s'est améliorée depuis l'année 2017.

#### **Demandes:**

**4.1** Veuillez concilier les valeurs de l'indicateur de disponibilité fournies à la référence (iii) avec l'affirmation du Transporteur à l'effet que *la vétusté des groupes convertisseurs a entraîné une hausse considérable des bris des composantes des GC affectant la disponibilité de l'interconnexion au cours des dernières années.* (référence (ii))

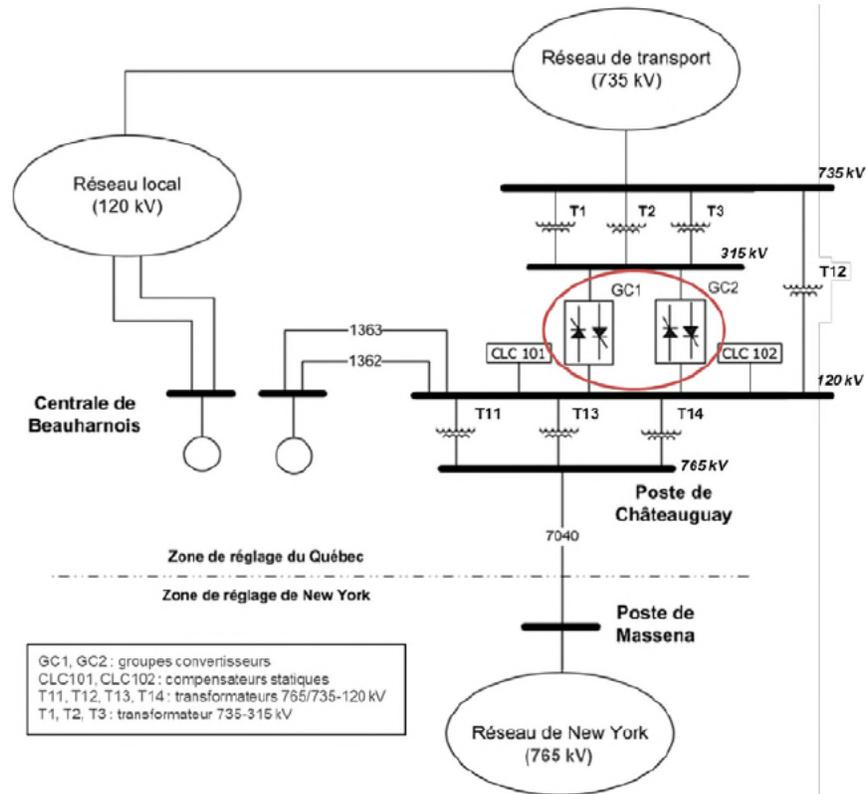
- 4.2** Veuillez indiquer s'il y a des normes ou des critères concernant la disponibilité d'une interconnexion. S'il y a lieu veuillez fournir ces normes ou critères.
- 4.3** Veuillez fournir la fréquence, la durée et l'ampleur des indisponibilités causées par des bris des composantes des GC pour les 5 dernières années.
- 4.4** Veuillez fournir la même information concernant les indisponibilités de la ligne 765 kV reliant le poste Beauharnois au réseau NYISO.
- 4.5** Veuillez indiquer si les indisponibilités fournies à 4.3 et 4.4 ont occasionné des interruptions de service, et fournir la fréquence, la durée et l'ampleur de ces interruptions de service.

- 5. Références :** (i) B-0009, page 9  
(ii) B-0004, page 11

**Préambule :**

La référence (i) présente la figure reproduite ci-dessous montrant la configuration actuelle de l'interconnexion au poste de Châteauguay.

**Figure 2**  
**Configuration actuelle de l'interconnexion au poste de Châteauguay**

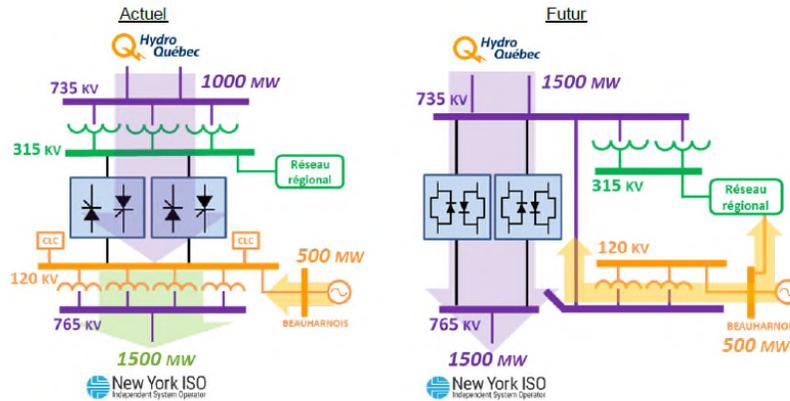


La figure montre qu'il y a trois transformateurs reliant les niveaux de tension 120 kV et 765 kV (T11, T13 et T14) et un transformateur reliant les niveaux de tension 120 kV et 735 kV (T12).

Selon cette configuration, le réseau 735 kV du Transporteur peut être relié au réseau 765 kV du réseau de New York par le transformateur T12 et les transformateurs T11, T13 et T14, ce qui impliquerait que les deux réseaux opèrent en synchronisme.

La référence (ii) présente la figure reproduite ci-dessous qui montre notamment le raccordement actuel au poste Châteauguay pour une capacité d'exportation de 1 500 MW.

**Figure 3**  
**Raccordements actuel et futur des GC au poste de Châteauguay**



Pour la situation actuelle, la figure montre qu'il y a quatre transformateurs reliant les niveaux de tension 120 kV et 765 kV pour livrer un total de 1 500 MW vers le New York ISO, soit 1000 MW provenant des GC et 500 MW provenant de la centrale Beauharnois. Contrairement à la figure précédente, il n'y a pas de transformateur reliant les niveaux de tension 735 kV et 120 kV.

**Demandes:**

- 5.1 Veuillez fournir la capacité de transformation de chacun des transformateurs 120/765 kV apparaissant à la figure de la référence (i).
  - 5.2 Veuillez fournir la capacité de transformation du transformateur 120/735 kV de la figure de la référence (i).
  - 5.3 Veuillez expliquer la différence de configuration entre la figure de la référence (i) et la figure montrant la situation actuelle de la référence (ii).
  - 5.4 Veuillez indiquer si le réseau du Transporteur peut opérer en synchronisme avec le réseau de New York. Veuillez expliquer votre réponse.
6. **Références :**
- (i) B-0009, page 15
  - (ii) B-0009, page 16
  - (iii) R-4188-2022, B-0041, page 7 et B-0005, page 7
  - (iv) R-4112-2019, B-0004, page 7 et B-0005, page 7
  - (v) B-0012, pages 18 à 21

**Préambule :**

À la référence (i), il est mentionné que les réservations de service de transport ferme à long terme de point à point pour des livraisons sur le marché de New York via HQT-MASS totalisent 1450 MW.

À la référence (ii), il est mentionné que la solution 1 et la solution 2 incluent la construction de deux nouveaux groupes convertisseurs ayant chacun une capacité de 500 MW.

À la référence (iii) il est indiqué qu'un seul convertisseur serait requis pour livrer 1243 MW vers le réseau NE-ISO à partir du poste Appalaches.

À la référence (iv) il est indiqué qu'un seul convertisseur serait requis pour livrer 1283 MW vers le réseau NYISO à partir du poste Hertel.

Dans ces deux cas, la construction d'un seul convertisseur a été jugé satisfaisant.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, étant donné que la centrale de Beauharnois peut fournir jusqu'à 800 MW, l'installation d'un seul GC de 650 MW serait suffisant pour satisfaire le total des besoins des réservations de long terme sur l'interconnexion HQT-MASS.

La référence (v) présente les détails de la comparaison économique impliquant l'installation de deux GC de 500 MW pour les deux solutions analysées.

**Demandes:**

**6.1** Veuillez justifier l'installation de deux GC de 500 MW. Veuillez notamment préciser si ce choix est basé sur des critères économiques ou techniques et, s'il y a lieu, fournir ces critères.

**6.2** Veuillez fournir, selon le même format que celui de la référence (v), une comparaison économique impliquant l'installation d'un seul GC de 650 MW pour les deux solutions analysées.

**7. Références :** (i) B-0009, page 18  
(ii) B-0012, page 18

**Préambule :**

Concernant la solution 2, la référence (i) mentionne :

*Le coût global actualisé de cette solution s'élève à 996,7 M\$, tenant compte des investissements de l'ordre de 60 M\$ de plus que la solution 1 prévus pour le remplacement des transformateurs à 765-120 kV et d'autres équipements du poste à l'horizon 2030-2035. Il tient compte également des investissements de l'ordre de 73 M\$*

*requis pour pallier le 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.*

La référence (ii) présente le détail de la comparaison économique entre la solution 1 et la solution 2. On y retrouve notamment les investissements annuels en \$courants.

**Demandes:**

- 7.1** Il n'est pas précisé si la valeur des investissements de 60 M\$ mentionnée à la référence (i) est en \$courants ou en \$actualisés. Veuillez fournir les investissements en \$courants et en \$actualisés.
- 7.2** Veuillez identifier les équipements correspondant à *des investissements de l'ordre de 60 M\$ plus élevés que ceux de la solution 1* et fournir l'année de la mise en service prévue de ces équipements.
- 7.3** Il n'est pas précisé si la valeur des investissements de 73 M\$ mentionnée à la référence (i) est en \$courants ou en \$actualisés. Veuillez fournir les investissements en \$courants et en \$actualisés.
- 7.4** Veuillez identifier les équipements de la solution 2 qui requièrent *des investissements de l'ordre de 73 M\$ requis pour pallier le 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.*
- 7.5** Veuillez indiquer si les investissements identifiés à la demande 7.4 incluent une modification du mode actuel de raccordement des transformateurs 735/315 kV.
  - 7.5.1.** Si le mode de raccordement n'est pas modifié et donc que le déclenchement simultané des transformateurs T1 et T2 en simple contingence est possible (B-0009, page 8), veuillez fournir la capacité du transformateur T3 en surcharge.
- 7.6** Veuillez fournir l'année de la mise en service prévue des équipements identifiés à la demande 7.4.
- 7.7** Veuillez identifier les équipements de la solution 1 qui sont requis pour les besoins de la charge locale. Veuillez fournir l'estimation de ces investissements en \$courants, en \$actualisés et en \$ de réalisation.
- 7.8** Veuillez identifier les équipements de la solution 1 qui sont requis pour les besoins de l'interconnexion. Veuillez fournir l'estimation de ces investissements en \$courants, en \$actualisés et en \$ de réalisation.
- 7.9** Veuillez identifier les équipements de la solution 2 qui sont requis pour les besoins de la charge locale. Veuillez fournir l'estimation de ces investissements en \$courants, en \$actualisés et en \$ de réalisation

**7.10** Veuillez identifier les équipements de la solution 2 qui sont requis pour les besoins de l'interconnexion. Veuillez fournir l'estimation de ces investissements en \$courants, en \$actualisés et en \$ de réalisation.

**8. Références :** (i) B-0009, pages 10 à 13  
(ii) B-0009, page 16

**Préambule :**

La référence (i) présente la description des travaux pour la Réalisation du Projet. Il y est mentionné notamment : *Au terme des travaux visés par le Projet, la puissance nominale de chacun des GC sera rehaussée à 750 MW pour répondre à la demande du Producteur.*

Concernant la solution 1, la référence (ii) mentionne :

*Cette solution représente celle que le Transporteur aurait retenue pour répondre aux besoins de pérennité. Elle prévoit une nouvelle configuration du poste, raccordant les nouveaux GC, d'une capacité totale de 1 000 MW, à 735 kV du côté du Québec et à 765 kV du côté de New York. Elle constitue, avec le rehaussement de la capacité demandée par le Producteur, le Projet plus amplement détaillé à la section 3.*

**Demandes:**

**8.1** Veuillez indiquer si la description des travaux présentée à la référence (i) s'applique également à la solution 1 de la comparaison économique, la seule différence étant la capacité des GC.

**8.2** S'il y a lieu veuillez décrire les différences.

**9. Référence :** B-0012, pages 20 et 21

**Préambule :**

La référence présente le détail des investissements annuels en \$courants. Pour la solution 1, on peut constater des réinvestissements à partir de l'année 2058. Pour la solution 2, on peut constater des réinvestissements à partir de l'année 2054.

**Demandes:**

- 9.1** Pour la solution 1, veuillez identifier les équipements qui requièrent des réinvestissements à partir de l'année 2058 et indiquer si ces réinvestissements sont requis pour les besoins de l'interconnexion ou pour les besoins de la charge locale.
- 9.2** Pour la solution 2, veuillez identifier les équipements qui requièrent des réinvestissements à partir de l'année 2054 et indiquer si ces réinvestissements sont requis pour les besoins de l'interconnexion ou pour les besoins de la charge locale.

- 10. Références :**
- (i) B-0012, page 18
  - (ii) R-4052-2018, B-0023, page 17
  - (iii) R-4188-2022, B-0022, page 16
  - (iv) R-4188-2022, B-0004, page 11

**Préambule :**

La référence présente le détail de la comparaison économique entre la solution 1 (GC raccordés à 735 et 765 kV) et la solution 2 (GC raccordés à 315 et 120 kV).

Pour la solution 2, il est indiqué des pertes en puissance de 1 MW et des pertes annuelles en énergie de 1200 MWh.

La référence (ii) présente la relation entre les pertes en puissance et les pertes annuelles en énergie utilisée par le Transporteur dans le cadre du dossier R-4052-2018.

*Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau (PPP) 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 (PEA) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :*

$$PEA = PPP \times FP \times 8760 \text{ heures } 12$$

Où :

*PPP représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau.*

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

$$FP = 0,9 \times FC^2 + 0,1 \times FC \quad 16$$

où :

*FC = 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.*

$$\text{Ainsi, } FP = 0,9 \times 0,72 + 0,1 \times 0,7 = 0,511$$

La référence (iii) mentionne que l'électricité annuelle pouvant être livrée à la frontière sur e nouveau chemin Hertel-NYISO est évaluée à 10,7 TWh.

La référence (iv) mentionne que la mise en service de l'interconnexion Hertel-NYISO est prévue pour décembre 2025.

**Demandes:**

- 10.1** Veuillez fournir les pertes en puissance en kW.
- 10.2** Veuillez indiquer si les pertes en énergie ont été évaluées à partir de la relation présentée à la référence (ii).
- 10.3** Si oui, veuillez préciser et justifier le facteur de charge (FC) que vous avez utilisé.
- 10.4** Veuillez préciser si le FC indiqué en réponse à la demande 10.3 prend en considération les 10,7 TWh qui seraient livrés sur le nouveau chemin Hertel-NYISO dont la mise en service est prévue pour décembre 2025. Veuillez expliquer votre réponse.
- 10.5** Si la relation présentée à la référence (ii) n'a pas été utilisée, veuillez indiquer de quelle façon les pertes annuelles en énergie ont été évaluées.

- 11. Références :**
- (i) B-0009, page 19
  - (ii) B-0009, page 24, note 16
  - (iii) B-0012, page 18

**Préambule :**

La référence (i) présente le tableau suivant :

**Tableau 4**  
**Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2022)**

	1 Deux nouveaux GC de 500 MW chacun de type VSC raccordés à 765 et à 735 kV	2 Deux nouveaux GC de 500 MW chacun de type LCC, raccordés à 315 et à 120 kV
Investissements	817,2	837,3
Réinvestissements	10,7	53,7
Valeurs résiduelles	- 9,2	- 48,9
Pertes électriques différentielles	0,0	4,1
Coûts d'exploitation et d'entretien	84,9	98,0
Taxes sur les services publics	50,3	52,5
<b>Coûts globaux actualisés</b>	<b>953,9</b>	<b>996,7</b>

L'AQCIE et le CIFQ constatent que les coûts d'exploitation et d'entretien de la solution 2 sont **15,4%** plus élevés que ceux de la solution 1.

La référence (ii) mentionne :

*Le Producteur assumera à la mise en service du Projet les coûts réels relatifs à sa demande, majorés de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien (CEE).*

L'AQCIE et le CIFQ comprennent que selon cette référence les coûts d'exploitation et d'entretien sont estimés selon un pourcentage du coût du projet.

À partir des données de la référence (iii), l'AQCIE et le CIFQ ont calculé que les investissements de la solution 1 sont de 930,1 M\$courants et ceux de la solution 2 sont de 967,7 M\$courants, soit un écart de **4,0%**.

**Demande:**

**11.1** Veuillez expliquer et justifier l'écart de 15,4% entre les coûts d'exploitation et d'entretien de la solution 1 et ceux de la solution 2.

- 12. Références :**
- (i) B-0009, page 5
  - (ii) B-0009, page 21
  - (iii) R-3956-2015, B-0006 page 9, R4112-2019, B-0008 page 9, R-4188-2022, B-0011 page 6 (confidentiels)
  - (iv) B-0014, page 6 (confidentiel)

**Préambule :**

À la référence (i) mentionne :

*... le Transporteur précise qu'il a engagé en mars 2022 un montant de 164 M\$ auprès d'un fournisseur, comme autorisé par la décision D-2022-036 de la Régie. Cet engagement vise notamment à garantir le prix des GC et la date de mise en service du Projet,*

À la référence (ii), le Transporteur mentionne :

*Par ailleurs, dans le contexte des conditions de marché actuelles, le Transporteur a ajusté à la hausse la provision pour tenir compte d'une augmentation possible des taux d'inflation pendant la durée du Projet.*

Selon les données de la référence (iii), la rubrique Provision pour les équipements de poste varie entre 6,0% et 10,9% du coût de réalisation des équipements de poste pour les projets présentés aux dossiers R-3956-2015, R-4112-2019 et R-4188-2022.

Selon les données de la référence (iv), la rubrique Provision pour les équipements de poste correspond à 13,6% (██████████) du coût de réalisation pour le dossier actuel.

À la même référence (iv), on peut constater que la rubrique Approvisionnement représente les coûts les plus élevés. En excluant cette rubrique, le coût de réalisation des équipements de poste est de ██████████\$, et le pourcentage de la rubrique Provision devient 21,3%.

**Demande:**

- 12.1** Veuillez préciser si le montant de 164 M\$ mentionné à la référence (i) a été versé au fournisseur. Si non veuillez préciser les modalités du versement de ce montant.
- 12.2** Veuillez préciser la rubrique de la référence (iv) qui inclut le montant de 164 M\$.
- 12.3** Étant donné que le coût des GC est garanti, veuillez justifier le pourcentage de 21,3% de la rubrique Provision.

- 13. Références :** (i) R-3956-2015, B-0006 page 9, R4112-2019, B-0008 page 9, R-4188-2022, B-0011 page 6 (confidentiels)  
(ii) B-0014, page 3 (confidentiel)  
(iii) B-0009, page 21

**Préambule :**

À partir des données des références, l'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui montre le pourcentage de certaines rubriques par rapport au coût de réalisation des équipements de poste.

	R3956-2015	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%

Pour les rubriques Ingénierie et Gérance, on peut constater une augmentation importante concernant les projets déposés en 2022 par rapport aux projets déposés en 2015 et 2019. Pour le projet actuel le pourcentage est près de 2,5 fois plus élevé dans le cas de la rubrique Ingénierie et près de 3 fois plus élevé dans le cas de la rubrique Gérance.

À la référence (iii), il est indiqué que le coût de la main-d'œuvre est la principale composante des rubriques ingénierie et gestion de projet.

**Demande:**

- 13.1** Veuillez justifier l'augmentation du pourcentage des rubriques Ingénierie et Gérance.

- 14. Références :** (i) B-0014, page 3 (confidentiel)  
(ii) B-0014, page 8 (confidentiel)

**Préambule :**

La référence (i) présente les investissements annuels du projet pour la construction de 2 GC de 750 MW (lignes, postes et télécommunication).

La référence (ii) présente les investissements annuels reliés à l'accroissements de la capacité des GC.

**Demandes:**

**14.1** Veuillez indiquer en soustrayant les valeurs de la référence (ii) aux valeurs de la référence (i) on obtient une mise à jour du coût de la solution 1 de la comparaison économique.

**14.2** Sinon, veuillez identifier les différences et fournir les valeurs de celles-ci.

**15. Références :** (i) B-0014, page 7 (confidentiel)  
(ii) B-0014, page 8 (confidentiel)

**Préambule :**

Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, la référence (i) présente les investissements annuels du projet pour les équipements de poste dans le cas de 2 GC de 500 MW.

La référence (ii) présente les investissements annuels reliés à l'accroissements de la capacité des GC de 500 MW à 750 MW, soit une augmentation de capacité de 50%.

À la rubrique Approvisionnement de la référence (ii), on peut constater une augmentation de ██████\$, soit une augmentation de 20% par rapport à la valeur de l'Approvisionnement de la référence (i).

**Demandes:**

**15.1** Veuillez indiquer si la valeur de ██████\$ a été obtenue du fournisseur des GC.

**14.1.1** Si oui, veuillez déposer cette évaluation

**14.1.2** Sinon, veuillez expliquer et justifier la valeur de ██████\$

**16. Références :** (i) B-0009, page 10  
(ii) B-0009, page 15

**Préambule :**

La référence (i) mentionne que l'augmentation de la capacité des GC de 500 MW à 750 MW *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. Le rehaussement de la capacité des GC n'entraîne toutefois pas une augmentation du service de transport que détient le Producteur sur l'interconnexion.*

La référence (ii) mentionne :

*L'interconnexion avec l'État de New York permet à Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») d'assurer la fiabilité des approvisionnements d'électricité en période de pointe puisqu'elle est visée par la liste des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale.*

**Demandes:**

- 16.1** Veuillez expliquer de quelle façon l'augmentation de la capacité des GC de 500 MW à 750 MW permet d'optimiser et de simplifier l'exploitation de la centrale de Beauharnois.
- 16.2** Veuillez préciser si la charge locale retire également des bénéfices de l'augmentation de la capacité des deux GC. S'il y a lieu, veuillez décrire ces bénéfices.