

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

JUSTIFICATION DU PROJET

1. **Références :** (i) B-0004, page 6;
 (ii) R-4167-2021, B-0163, page 6, tableau R1.3.

Préambule :

- (i) « Le taux d'indisponibilité est à la hausse. » (Nous soulignons)
 (ii) «

Tableau R1.3*

Interconnexion	Énergie (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Ontario (ON)	$\sum \text{TTC}_{\text{chr}}$ (1)	19 129	18 298	20 172	21 888	21 750	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (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)	$\sum \text{TTC}_{\text{chr}}$ (3)	15 937	14 141	15 466	16 500	16 248	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (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)	$\sum \text{TTC}_{\text{chr}}$ (5)	16 191	18 615	18 001	19 392	18 545	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (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)	$\sum \text{TTC}_{\text{chr}}$ (7)	6 676	7 830	7 718	8 038	8 386	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (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	$\sum \text{TTC}_{\text{chr}}$ (9)	57 695	58 674	61 083	65 523	64 632	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (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 $\text{TTC}_{\text{réf}}$ totalisent 359 MW. Ainsi, la somme des deux chemins pour les TTC_{chr} et pour les $\text{TTC}_{\text{réf}}$ est limitée lorsqu'elle dépasse 325 MW. Pour les fins du tableau demandé par interconnexion les TTC_{chr} et $\text{TTC}_{\text{réf}}$ n'ont pas été limités indépendamment pour ces deux chemins, car c'est la combinaison des deux qui est limitative.

»

Demandes :

- 1.1 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (i) selon laquelle le taux d'indisponibilité des groupes convertisseurs au poste de Châteauguay serait à la hausse (ou le taux de disponibilité à la baisse) et le tableau de la référence (ii) qui montre que le taux de disponibilité de l'interconnexion New York est plutôt à la hausse et au-delà de la moyenne en 2019 et en 2020.
- 1.2 Veuillez fournir des valeurs chiffrées sur une période assez longue pour appuyer l'affirmation de la référence (i).

FONCTIONNEMENT DES ÉQUIPEMENTS VISÉS PAR LE PROJET

2. Référence :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2012-010/20200417_Rapport-rencontre-Appendice%20-2019_F/5-Pr%C3%A9sentation_ConvertisseursCh%C3%A2teauguay_Webex_4oct2019.pdf , page 7.

Préambule :

«

- **Solution 3 présente des avantages intéressants** pour les clients d'export et d'import
 - Meilleure fiabilité, limite sud bonifiée, capacité d'export et d'import potentiellement accrue, simplification de la gestion des groupes de Beauharnois.
 - Capacité d'évolution:
 - Option intéressante pour accroître la capacité de l'interconnexion dans le futur (lorsque le réseau de NY serait prêt).
 - Augmentation de la capacité des GC lors d'une étape ultérieure risque d'être plus coûteuse.
 - Écart de coût entre solution 2 et 3 représente investissement en croissance qui doit être financé par des clients de service de transport ayant un intérêt à augmenter la capacité des GC. Cet intérêt doit être signalé auprès du Transporteur avant le début de la phase avant-projet.

»

Demandes :

- 2.1 Veuillez expliquer comment et dans quelle mesure la limite sud est bonifiée par le Projet, tel que mentionné à la référence.
-

- 2.2** Veuillez indiquer si le Producteur a signalé auprès du Transporteur, avant le début de la phase d'avant-projet, un intérêt à augmenter la capacité des groupes convertisseurs, tel que requis à la référence. Dans l'affirmative, veuillez déposer un document où un tel intérêt a été manifesté. Dans la négative, veuillez justifier de retenir la solution de rehaussement de la capacité des groupes convertisseurs.
-

SOLUTIONS ENVISAGÉES

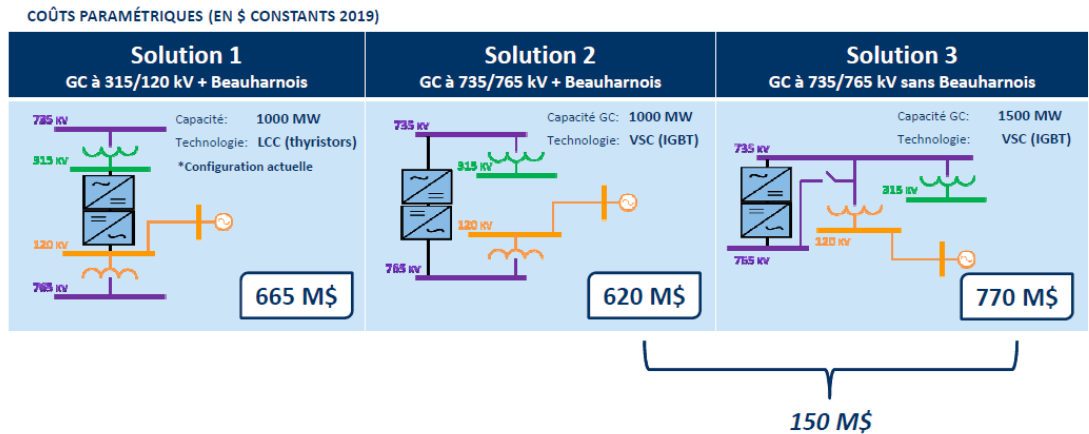
3. Références :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2012-010/20200417_Rapport-rencontre-Appendice%20-2019_F/5-Pr%C3%A9sentation_ConvertisseursCh%C3%A2teauquay_Webex_4oct2019.pdf , page 6;
- (ii) B-0009, page 19, tableau 4;
- (iii) B-0012, annexe 5;
- (iv) B-0009, page 23, lignes 19 à 28;
- (v) B-0009, page 20, tableau 5;
- (vi) B-0015, page 5, tableau 1, et page 8, tableau 2;
- (vii) B-0009, page 10, lignes 7 à 9;
- (viii) B-0009, pages 7 et 8.

Préambule :

- (i) «

Résultats – étude économique



»

(ii) «

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
Coûts globaux actualisés	953,9	996,7

»

(iii) L'annexe 5 présente une analyse économique comparative des solutions 1 et 2.

(iv) « Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « respect des exigences ».

Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs » de l'ordre de 1 176,3 M\$ soit 92,4 % du coût total du Projet permettent le remplacement de deux nouveaux groupes convertisseurs d'une capacité totale de 1 000 MW, soit 500 MW chacun.

Les coûts de la catégorie « Respect des exigences » de l'ordre de 96,2 M\$ soit 7,6 % du coût total du Projet sont requis pour répondre à une demande d'un tiers (le Producteur) pour le rehaussement de la capacité totale des GC à 1 500 MW, soit 750 MW chacun. Ce montant a été établi en comparant les estimations de coûts des deux variantes de capacité, soit à 1 000 MW et à 1 500 MW. Il représente l'écart des coûts entre les deux variantes. » (Nous soulignons)

(v) «

Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet
 (en milliers de dollars de réalisation)

		Total lignes, poste et télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		6 986,8
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		1 112 223,8
Client		29 558,9
Frais financiers		123 726,0
Sous-total		1 265 508,7
TOTAL		1 272 495,5

»

- (vi) Les tableaux 1 et 2 présentent les coûts détaillés du Projet.
- (vii) « *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 (les « CEE »).* » (Nous soulignons)
- (viii) « *La section à 735-315 kV est constituée de trois transformateurs à 735-315 kV qui permettent l'échange d'énergie entre le réseau principal et les GC ainsi que l'alimentation de la charge locale desservie par les postes sources Langlois et de Léry à 315-120 kV. 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. 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.* » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Veuillez ajouter au tableau 4 de la référence (ii), une colonne montrant la solution préconisée par le Transporteur soit celle avec une capacité des groupes convertisseurs rehaussée à 1 500 MW, à l'instar de la solution 3 montrée à la

référence (i). Pour cette solution préconisée par le Transporteur, veuillez aussi fournir une analyse économique détaillée comme celles fournies pour les solutions 1 et 2 à la référence (iii).

- 3.2** Veuillez expliquer, avec des valeurs chiffrées complètes, l'écart entre les résultats de l'étude économique des solutions de la référence (i) (665 M\$ et 620 M\$) et ceux de la référence (ii) (996,7 et 953,9 M\$), pour des écarts significatifs de l'ordre de 50 %.
 - 3.3** Veuillez expliquer, avec des valeurs chiffrées complètes, l'écart entre les coûts de la solution 3 de la référence (i) (770 M\$) et ceux de la référence (v) (1 272,5 M\$), pour un écart significatif de l'ordre de 84 %. Veuillez notamment fournir les différences méthodologiques qui peuvent expliquer l'écart, le cas échéant.
 - 3.4** Pour la variante de capacité à 1 000 MW dont il est question à la référence (iv), veuillez fournir les tableaux du même type que le tableau 5 de la référence (v) et les versions caviardées et confidentielles des tableaux 1 et 2 de la référence (vi).
 - 3.5** Relativement à la référence (iv), veuillez fournir la liste des équipements et travaux qui s'ajoutent pour passer de la variante à 1 000 MW et celle à 1 500 MW.
 - 3.6** Veuillez expliquer la baisse de l'écart entre la variante à 1 000 MW et celle à 1 500 MW qui est passée de 150 M\$ à la référence (i) à 96,2 M\$ à la référence (iv). Veuillez notamment fournir les différences méthodologiques qui peuvent expliquer l'écart, le cas échéant.
 - 3.7** Veuillez décrire, avec un exemple concret, comment seront calculés, à la mise en service du Projet, les coûts réels relatifs à la demande du Producteur dont il est question à la référence (vii). Veuillez notamment indiquer en détail, avec un exemple concret indiquant tous les paramètres considérés, comment sera déterminé le montant des coûts de l'option non retenue, soit la variante à 1 000 MW dont il est question à la référence (iv).
 - 3.8** Relativement à la référence (viii), veuillez indiquer s'il est prévu que le transit dans la section à 735-315 kV, pour alimenter à la fois les groupes convertisseurs et la charge prévue aux postes Langlois et de Léry, dépasse la capacité de transformation à court terme et ce, dans le cas où la capacité des groupes convertisseurs est maintenue à 1 000 MW. Dans l'affirmative, veuillez en faire la démonstration avec chiffres à l'appui. Dans la négative, veuillez fournir le coût de pallier ce dépassement de la capacité de transformation et indiquer si ce coût a été inclus dans la valeur de 96,2 M\$ de la référence (iv).
-

PERTES ÉLECTRIQUES

4. **Référence :** B-0012, annexe 5, pages 4 à 7.

Préambule :

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

Demande :

4.1 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 préconisée avec une capacité totale des groupes convertisseurs rehaussée à 1 500 MW.
