

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

Référence :

B-0005, HQD-1, document 1, page 5, lignes 6 à 8.

Préambule :

« Le recours aux interconnexions étant planifié pour une utilisation maximale de leur disponibilité, le Distributeur cherche des moyens au-delà des appels aux réseaux voisins pour équilibrer son bilan.» (Nous soulignons)

Demande :

1.1 Veuillez expliquer le sens de la partie soulignée du préambule en indiquant notamment par qui est planifié le recours aux interconnexions pour une utilisation maximale de leur disponibilité. Veuillez indiquer, avec explications à l'appui, si cet extrait représente un état de fait ou une stratégie du Distributeur.

2. Références :

- (i) B-0005, HQD-1, document 1, page 6, lignes 1 à 3;
- (ii) R-3689-2009, HQD-2, document 1, page 10, tableau 2.

Préambule :

- (i) *« Les ententes ont pour objectif de permettre le fonctionnement de la Centrale durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année pendant les périodes de grand froid au cours desquelles la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante.»* (Nous soulignons)
- (ii) Le tableau 2 présente l'espérance d'utilisation et les probabilités d'utilisation (selon des probabilités de 10%, 25%, 50%, 75% et 90%) d'un moyen de gestion du Distributeur pour les cinq prochaines années.

Demandes :

2.1 Veuillez justifier le choix de la quantité d'une centaine d'heures par année pour les ententes selon la référence (i) et démontrer que la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante pour cette centaine d'heures par année, en fournissant notamment la liste des moyens actuels et leur capacité.

- 2.2** Veuillez préciser si la citation de la référence (i) implique que la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est toujours suffisante (i. e. dans tous les cas possibles) au-delà d'une centaine d'heures. Dans l'affirmative, veuillez en faire la démonstration. Dans la négative, veuillez fournir le nombre d'heures maximal, selon tous les cas d'aléas possibles, où les moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante, et ce, pour chacun des cinq hivers à compter du 1^{er} décembre 2016.
- 2.3** Veuillez fournir, en tenant compte de tous les cas d'aléas possibles, des contraintes d'utilisation et des délais de programmation de la Centrale, l'espérance d'utilisation de celle-ci (en nombre d'heures et en MWh) de même que ces mêmes valeurs pour des probabilités de 10%, 25%, 50%, 75% et 90% comme le Distributeur l'a déjà fait pour un autre moyen à la référence (ii). Veuillez fournir les résultats de cet exercice pour chacun des cinq hivers à compter du 1^{er} décembre 2016.
- 3. Référence :**
B-0005, HQD-1, document 1, page 6, lignes 12 à 17.

Préambule :

« Flexible car elles permettront de faire face à diverses situations de production de la Centrale en période de pointe, allant d'un scénario de production en pointe hivernale de trois heures par jour, deux fois par jour, jusqu'à un scénario de production journalière de douze heures consécutives. Les ententes permettront au Distributeur de répondre au moment opportun aux besoins de pointe et d'assurer un meilleur équilibre du bilan de puissance. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Veuillez définir ce que le Distributeur entend par un approvisionnement flexible comme il l'indique à la référence (i) en comparant notamment la flexibilité des ententes proposées avec d'autres moyens à sa disposition comme l'électricité interruptible, les achats de court terme auprès d'Hydro-Québec Production (provenant majoritairement de centrales hydroélectriques à démarrage rapide) et les achats de court terme auprès d'autres fournisseurs.
- 3.2** Veuillez expliquer comment les ententes proposées peuvent être qualifiées de flexibles alors qu'elles prévoient notamment des maximums annuels d'heures d'utilisation.
-

4. Références :

- (i) B-0005, HQD-1, document 1, page 6, lignes 18 à 23;
- (ii) B-0005, HQD-1, document 1, page 12, lignes 1 à 4.

Préambule :

- (i) « *Les ententes finales permettront au Distributeur de compter sur une contribution en puissance de la Centrale au cours des périodes d'hiver pour les 20 prochaines années, dans un contexte de suspension prolongée des livraisons en base, et ce, à un coût avantageux par rapport à d'autres approvisionnements de long terme en puissance. Ils limiteront également les risques du Distributeur, notamment par l'établissement de composantes fixes pour une part significative des coûts des ententes.* » (Nous soulignons)
- (ii) « *Les approvisionnements que procurent ces ententes présentent un coût nettement inférieur à la seule alternative possible. Ils sont fiables grâce à la nature même du modèle d'affaires, présentent peu de risques et sont réalisés par des partenaires reconnus de l'industrie et établis de longue date.* » (Nous soulignons)

Demandes :

- 4.1** Veuillez démontrer économiquement, en tenant compte notamment des contraintes d'utilisation et des délais de programmation des divers approvisionnements, que les ententes finales seraient à un coût avantageux pour les 20 prochaines années, par rapport à d'autres approvisionnements de long terme en puissance, en indiquant notamment de quels approvisionnements il est question.
 - 4.2** Veuillez démontrer économiquement, en tenant compte notamment des contraintes d'utilisation et des délais de programmation des divers approvisionnements, que les ententes finales seraient à un coût avantageux pour les 20 prochaines années, par rapport à tous les approvisionnements de long terme en puissance à la portée du Distributeur, en indiquant notamment de quels approvisionnements il est question.
 - 4.3** Veuillez identifier la « *seule alternative possible* » de la référence (ii) et décrire ses contraintes d'utilisation et délais d'appel.
 - 4.4** Veuillez indiquer si la comparaison de coûts mentionnée à la référence (ii) tient compte des contraintes d'utilisation et délais de programmation respectifs des ententes et de l'alternative dont il est question, en comparant notamment les taux de réserve de chaque moyen mentionné.
-

5. Références :

- (i) B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 9 à 25;
- (ii) R-3864-2013, B-0039, HQD-3, document 12, page 8.

Préambule :

- (i) « En vertu de l'Entente avec TCE, le Distributeur pourra compter sur des livraisons d'électricité garantie durant un maximum de 300 heures par hiver. L'énergie produite au cours des 100 premières heures est rémunérée à travers la prime fixe, alors que pour celle produite au cours des 200 heures suivantes s'ajoutent des frais de [REDACTED]. Les modalités de ces livraisons sont les suivantes :

- maximum de deux appels par jour ;
- minimum de trois heures consécutives par appel (excluant les périodes de démarrage et d'arrêt de la Centrale durant lesquelles le Distributeur devra prendre livraison de la production de la Centrale) ;
- délai de programmation de 12 heures ;
- programme de livraison pouvant être inférieur à la contribution maximale de la Centrale, sous réserve de soumettre à TCE un plan de livraisons horaires.

À la demande du Distributeur, et sujet à certaines conditions, la Centrale pourra produire de l'électricité durant plus de 300 heures, dans la mesure où le Distributeur assure un approvisionnement suffisant en gaz naturel. Le cas échéant, TCE doit indiquer au Distributeur, 24 heures à l'avance, la capacité additionnelle disponible sur une base horaire. La livraison de cette énergie n'est pas garantie. » (Nous soulignons)

- (ii) « e) Pour chacune des années indiquées, veuillez ventiler la réserve pour respecter le critère de fiabilité afin d'indiquer la part de cette réserve qui vise à compenser le risque de non-respect du critère de fiabilité de chacune des sources d'approvisionnement indiquées au tableau.

Réponse :

Les réserves appliquées à chacune des ressources sont les suivantes :

- **biomasse : 10 % ;**
 - **petites centrales hydrauliques : 60 % ;**
 - **électricité interruptible : 15 % ;**
-

· **contrats d'interruptible avec Alouette : 60 %.** »

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer comment TCE peut garantir les livraisons demandées par le Distributeur pour les 300 premières heures alors que TCE ne dispose que de la Centrale. Veuillez indiquer comment TCE garantira la contribution de la centrale (environ 570 MW) lorsqu'une partie de la Centrale sera en panne.
- 5.2 Veuillez préciser la différence dans les faits entre la garantie des 300 premières heures et la non garantie au-delà de celles-ci. Par exemple, est-ce que TCE pourra procéder à des entretiens en hiver au-delà des 300 premières heures réduisant la contribution de la Centrale?
- 5.3 Veuillez indiquer le délai de programmation des achats de court terme auprès d'Hydro-Québec Production (provenant majoritairement de centrales hydroélectriques à démarrage rapide) et le délai de programmation des achats de court terme auprès des autres fournisseurs du Distributeur.
- 5.4 Selon les mêmes principes retenus pour l'établissement des taux de réserve des moyens de la référence (ii), veuillez indiquer le taux de réserve retenu pour la puissance des ententes du présent dossier. Si cet exercice n'a pas été fait, veuillez en expliquer la raison.
- 5.5 Veuillez expliquer, avec documents à l'appui si nécessaire, comment a été calculé le taux de réserve des ententes du présent dossier. En particulier, veuillez expliquer comment a été pris en compte le délai de programmation de la référence (i) dans l'établissement du taux de réserve.
- 5.6 Veuillez fournir l'ordre d'engagement de tous les moyens de gestion de puissance à la disposition du Distributeur qui est utilisé dans la gestion du Distributeur et dans les simulations permettant notamment de déterminer le taux de réserve des ententes du présent dossier.

6. Référence :

B-0005, HQD-1, document 1, page 8, ligne 29, à page 9, ligne 7.

Préambule :

« L'Entente avec Gaz Métro prévoit la construction d'un réservoir de GNL d'une capacité de 20 000 m³, soit la quantité de GNL nécessaire à la production de la Centrale durant une centaine d'heures, incluant les quantités nécessaires au démarrage de la Centrale (« startup »). Elle prévoit également la construction d'une unité de vaporisation sur le site ou à proximité de la Centrale [note de bas de page omise]. Le Distributeur réservera une capacité de liquéfaction de 12 à 14 millions de mètres cubes de l'usine LSR [note de bas de page omise] de Gaz Métro, qui

assurera, sur demande du Distributeur, le remplissage du réservoir en GNL avant le 1er décembre de chaque année. Passé cette date, Gaz Métro devra, sur demande du Distributeur, procéder à des remplissages partiels en hiver, au besoin, jusqu'à concurrence de 2 millions de m³ de gaz naturel. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 6.1** Veuillez indiquer le préavis à fournir par le Distributeur pour obtenir de Gaz Métro des remplissages partiels en hiver.
- 6.2** Veuillez indiquer le rythme de remplissage en m³/jour que Gaz Métro pourra soutenir lors des remplissages partiels en hiver.

7. Références :

- (i) B-0005, HQD-1, document 1, page 10, lignes 10 à 16;
- (ii) D-2015-018, dossier R-3905-2014, pages 110 et 111, paragraphe 443;
- (iii) D-2015-018, dossier R-3905-2014, page 112, paragraphe 449.

Préambule :

- (i) « *Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit [REDACTED] pour les coûts fixes de TCE et [REDACTED] pour ceux de Gaz Métro. Ce coût est beaucoup plus faible que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, que le Distributeur évalue entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an [note de bas de page omise].*

Le coût variable, estimé à près de 65 \$/MWh pour les coûts du gaz naturel, est nettement inférieur aux prix payés en période de pointe au cours des deux derniers hivers, lesquels dépassaient 100 \$/MWh. » (Nous soulignons)

- (ii) « **[443] Considérant ce qui précède, la Régie approuve le coût évité en énergie proposé par le Distributeur, aux fins de l'établissement des tarifs 2015-2016. Elle fixe ce coût de la manière suivante :**
- **2015 à 2023 inclusivement :**
 - **le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'inflation,**
 - **le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'inflation;**

- **à compter de 2024 : le signal de prix est de 11,2 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix plafond du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage. »**
(Nous soulignons)
- (iii) « [449] **Considérant ce qui précède, la Régie accueille la proposition du Distributeur quant au coût évité en puissance, aux fins de l'établissement des tarifs 2015-2016. Elle fixe ce coût de la manière suivante :**
- **pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur;**
 - **à compter de l'hiver 2017-2018, le signal de prix est de 45 \$/kW-hiver (\$ 2014), indexé à l'inflation, ce qui correspond à 40 \$/kW-hiver en \$ de 2008. »** (Nous soulignons)

Demande :

- 7.1 Veuillez expliquer les différences entre les montants de la référence (i) et les coûts évités du Distributeur des références (ii) et (iii).

8. Référence :

B-0005, HQD-1, document 1, page 11, lignes 10 à 15.

Préambule :

« Dans l'éventualité où la Régie jugeait ne pas pouvoir approuver la durée de 20 ans proposée pour l'Entente mais déterminait une période se terminant à l'expiration du Contrat, soit en 2026, alors les droits et obligations du Distributeur en vertu de l'Entente avec TCE et de l'Entente avec Gaz Métro pour la période débutant le 17 septembre 2026 et se terminant le 30 novembre 2036 seraient attribués à la division Hydro-Québec Production, sans en affecter les avantages économiques. »
(Nous soulignons)

Demande :

- 8.1 Veuillez déposer les documents qui montrent qu'une entente est intervenue avec la division Hydro-Québec Production pour la prise en charge éventuelle des ententes après le 17 septembre 2026.
-

9. Référence :

B-0006, HQD-1, document 2, page 4, article 2. (d) (iv).

Préambule :

L'article 2. (d) (iv) indique que la puissance livrée au Distributeur pourrait atteindre jusqu'à 620 MW dans certains cas.

Demande :

- 9.1** Veuillez indiquer les coûts additionnels, s'il y a lieu, à être encourus par le Distributeur pour permettre au réseau de transport de TransÉnergie de livrer une puissance de 620 MW en provenance de la centrale de TCE.

10. Référence :

B-0006, HQD-1, document 2, page 23, Schedule D.

Préambule :

« The Parties agree that the Supplier shall not be subject to any penalties or liquidated damages to the extent that the Supplier, when dispatched by Purchaser, delivers Peak Tolling Energy at a level of reliability reasonably expected from the Power Plant when operated in the manner contemplated under this MOU using good electric utility operating practices. The preliminary reliability level of the Power Plant determined by the Parties is [REDACTED] over a five year period. For clarity, the term "reliability" refers to herein as the percentage of time that the Power Plant operates when requested and excludes those hours when the Power Plant is unavailable to run but is not requested. Additionally, the "preliminary reliability level" is based on an average of similar power plants' configurations operating in a variety of modes. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 10.1** Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle TCE sera relevé de son obligation de garantir les livraisons demandées par le Distributeur.
- 10.2** Veuillez indiquer comment le « *level of reliability* » de la référence a été pris en compte dans le calcul du taux de réserve en puissance des ententes du présent dossier.
- 10.3** Veuillez indiquer si, advenant une indisponibilité prolongée de la centrale de TCE connue des parties (par exemple, de plus d'une semaine), le Distributeur continuera à programmer des réceptions auprès de TCE comme si la centrale
-

était totalement disponible et ainsi imposer des pénalités à TCE. Dans l'affirmative, veuillez indiquer sur quelle base le Distributeur programmerait de telles réceptions fictives. Dans la négative, veuillez indiquer le mécanisme par lequel les pénalités seraient imposées à TCE dans un tel cas.

10.4 Veuillez justifier le caviardage du « *preliminary reliability level* » alors que celui-ci est basé sur une moyenne provenant de centrales similaires à celles de la centrale de TCE.

11. Référence :

B-0006, HQD-1, document 2, page 14, article 14.

Préambule :

*« **End of Suspension Period.** The Definitive Agreement shall provide that in the event the Purchaser ends the Suspension Period (as defined in the Suspension Agreement) and notwithstanding that the Power Plant is returned to service as a base load facility under the ESC for the remaining term of the ESC (the "**ESC Term**"), the Purchaser shall continue to pay the applicable Annual Tolling Fee for each Contract Year to the Supplier throughout the Term.»* (Nous soulignons)

Demande :

11.1 Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le Distributeur, avec le projet d'entente avec TCE, se retrouverait à payer deux fois pour la puissance de la centrale de TCE dans le cas où la suspension de la production en base était levée.
