DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'UN PARC ÉOLIEN DANS LE RÉSEAU AUTONOME DE KUUJJUARAPIK-WHAPMAGOOSTUI

RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES)

1. Référence : (i) Pièce B-0004, p. 6;
(ii) Pièce B-0004, p. 13.

Préambule :

(i) « *Le réseau électrique est alimenté par une centrale thermique fonctionnant au diésel léger dont Hydro-Québec a pris possession en 1981 lors d'un transfert du gouvernement fédéral. La centrale comble les besoins du réseau qui comptait, au 31 décembre 2022, 766 abonnés (676 résidentiels, 88 commerciaux, institutionnels et industriels et 2 éclairage public) dont 247 abonnés (230 résidentiels et 17 affaires) bénéficiaient du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ). Le chauffage de l'eau et des espaces des bâtiments des bénéficiaires du PUEÉ est assuré par des fournaises au mazout.* » [nous soulignons]

(ii) « *Le projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable est conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée du Contrat, le parc éolien GWR permettra d'éviter l'utilisation de plus de 26 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES liée à l'utilisation du carburant à la centrale grâce au parc éolien GWR s'élève à environ 71 000 t éq. CO2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 27 %.* »

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer si la réduction des émissions de GES pour le chauffage de l'eau et des espaces des bâtiments des bénéficiaires du PUEÉ (référence (i)) a été intégrée dans le calcul de la réduction de GES totale sur la durée du contrat (référence (ii)). Si oui, veuillez indiquer cette réduction des émissions de GES.

RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

2. Références : (i) Pièce B-0004, p. 9 et 10;
(ii) Pièce B-0004, p. 17, tableau 3;
(iii) Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce B-0074, p. 6.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur assumera l'ensemble des investissements en lien avec la centrale au diesel, le réseau de distribution et le SSÉ. Dans son analyse économique, le Distributeur intègre les coûts paramétriques de l'ensemble des investissements qu'il doit réaliser sur la période de l'analyse dans chacun des scénarios analysés (voir la section 7). Les montants des investissements prévus dans le cadre du projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable seront précisés au terme d'une phase d'avant-projet.* » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente les coûts aux investissements, nets des subventions, dans le tableau des résultats de l'analyse économique.

(iii) « *Le 29 mars 2023, le Distributeur a annoncé la suspension du projet de raccordement au moyen de câbles sous-marins, et ce, pour une période indéterminée. Cette décision est motivée par une augmentation substantielle des coûts estimés du projet, principalement attribuable à l'effervescence du marché mondial pour lequel la transition énergétique est bien amorcée. Effectivement, l'augmentation globale des coûts estimés d'investissements, incluant les contingences inhérentes au contexte du marché, s'élève actuellement à environ 600 M$ de plus par rapport à l'estimation de 2021.* » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 La Régie note, à la référence (iii), que le Distributeur a motivé la suspension du projet de raccordement des Iles-de-la-Madeleine au réseau intégré au moyen de câbles sous-marins, notamment par une augmentation substantielle des coûts estimés du projet de raccordement. Veuillez commenter l'impact d'une augmentation des coûts estimés d'investissements du projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui sur l'analyse économique visant à évaluer la rentabilité de ce projet (références (i) et (ii)).

2.1.1. Veuillez préciser les causes possibles d'une augmentation des coûts estimés d'investissements du projet.

2.1.2. Veuillez déposer une analyse de sensibilité afin de vérifier l'impact sur la rentabilité du projet d'une hausse de 5 % et de 10 % sur les coûts estimés d'investissements. Veuillez commenter les résultats.

3. Références : (i) Pièce B-0006, Annexe III, p. 45 ;
(ii) Pièce B-0005;
(iii) Pièce B-0004, p. 9.

Préambule :

(i) « ***B) ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX***

- Études et gestion de projet	:	1 300 000 $
- Raccordement distribution	:	8 600 000 $
- Raccordement à la *centrale existante*	:	2 300 000 $
- Systèmes de jumelage	:	6 700 000 $
Total	:	18 900 000 $

* *Coût total estimé pour les travaux d'intégration avant toute contribution provenant de subventions que le Distributeur pourrait obtenir. La Garantie pour couvrir les coûts d'intégration à l'article 33.1 inclut les subventions que le Distributeur prévoit encaisser avant la date de début des livraisons, lesquelles sont estimées à 7 900 000 $.* » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente l'analyse économique dans le fichier Excel.

(iii) « *Un système de stockage d'énergie (SSÉ) de 900 kW / 900 kWh a été mis en service en octobre 2022. Il contribuera à la stabilité du réseau. Le système de stockage a été déployé en avance par rapport au Projet, pour permettre son appropriation sur le plan technique et ainsi favoriser une transition plus efficace vers l'exploitation d'énergie renouvelable dans ce réseau.* »

Demandes :

3.1 À la référence (i), la Régie note que le Distributeur prévoit encaisser des subventions de 7,9 M$ avant le début des livraisons en décembre 2025.

3.1.1. Veuillez préciser en quelle année le Distributeur prévoit encaisser les montants de la subvention.

3.1.2. Veuillez quantifier l'impact sur la rentabilité du projet si le Distributeur encaisse les montants de la subvention en 2025, en comparaison d'une obtention en 2024 ou 2023 sur les résultats de l'analyse économique (référence (ii)). Veuillez commenter.

3.2 Veuillez confirmer que les coûts du SSÉ (référence (iii)) ont été intégrés dans l'analyse économique de la référence (ii). Si non, veuillez justifier.

4. Références : (i) Pièce B-0004, pages 5 et 6.
(ii) Pièce B-0004, page 13.
(iii) Pièce B-0004, page 19.

Préambule :

(i) « *Comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur5 24 (le Plan), la démarche du Distributeur s'inscrit en continuité avec les quatre orientations approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-140, auxquelles les projets de conversion énergétique privilégiés par le Distributeur doivent être conformes. Ces orientations ont d'ailleurs récemment été réitérées par les décisions D-2022-062 et D-2022-109. Le Distributeur rappelle ici ces orientations :*

- fiabilité de l'approvisionnement ;
- réduction des émissions de GES ;
- acceptabilité sociale et environnementale ; et
- réduction des coûts d'approvisionnement. »

(ii) « *Le projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable est conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée du Contrat, le parc éolien GWR permettra d'éviter l'utilisation de plus de 26 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES liée à l'utilisation du carburant à la centrale grâce au parc éolien GWR s'élève à environ 71 000 t éq. CO2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 27 %.* »

(iii) « *La nouvelle stratégie d'alimentation électrique du réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui permettra non seulement de réduire les émissions de GES associées à l'utilisation du carburant à la centrale au diesel d'Hydro-Québec d'environ 27 %, mais présente également un avantage économique de 1 M$ act. 2023 par rapport au statu quo.* »

Demandes :

4.1 Veuillez quantifier la valeur monétaire de la réduction d'environ 71 000 t éq. CO2 sur la période du projet. Veuillez fournir vos hypothèses.

4.2 Veuillez commenter l'opportunité d'ajouter la valeur de la réduction des GES de la sous-question précédente à l'avantage économique calculé à la référence (iii).

MODALITÉS DU CONTRAT

5. Références : (i) Pièce B-0006, p. 18;
(ii) Dossier R-4046-2018, pièce B-0006, p. 17 ;
(iii) Dossier R-4227-2023, pièce B-0005, p. 18.

Préambule :

(i) « *Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque kWh d'énergie admissible livrée conformément à l'article 7.2 le prix Et, lequel est établi au 1er janvier de chaque année civile à partir du prix au 1er janvier 2023. Au 1er janvier 2023, le prix* E_{2023} *est fixé à 0,2200 $/kWh.* »

(ii) « *Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque MWh d'énergie admissible livrée conformément à l'article 6.2 le prix Et, lequel est établi au 1er janvier de chaque année civile à partir du prix au 1er janvier 2016. Au 1er janvier 2016, le prix* E_{2016} *est fixé à 109,73 $/MWh.* »

(iii) « *Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque MWh d'énergie admissible livrée conformément à l'article 6.2 le prix Et, lequel est établi au 1er janvier de chaque année civile à partir du prix au 1er décembre 2021. Au 1er décembre 2021, le prix* $E_{décembre2021}$ *est fixé à 90,50 $/MWh.* »

Demandes :

5.1 Veuillez préciser de quelle manière le Distributeur s'est assuré de la valeur concurrentielle du prix obtenu (référence (i)) à la suite de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur. Veuillez expliquer les écarts entre le coût moyen des prix des contrats des références (ii) et (iii) et le prix convenu avec le Fournisseur dans la présente entente (référence (i)). Veuillez préciser quels sont les comparables utilisés pour en venir au prix négocié dans la présente entente. Veuillez fournir les références.

FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

6. Référence : Pièce B-0004, p. 13;

Préambule :

« *D'abord, le maintien de la centrale au diesel contribuera à assurer la fiabilité de l'approvisionnement du réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui.*

De plus, le Contrat constituera un achat ferme (« take or pay ») dont les engagements d'achat par le Distributeur et de vente par le Fournisseur sont fondés sur la quantité d'énergie de source renouvelable qui peut être intégrée dans le réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui, tout en respectant les critères de fiabilité et de stabilité qui gouvernent les opérations du Distributeur en réseaux autonomes. Finalement, le SSÉ prévu pour accroître la contribution en énergie renouvelable dans le mixte énergétique thermique diesel-éolien contribuera à assurer la stabilité d'alimentation du réseau, de pair avec le ou les groupes diesel en fonction. » [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez élaborer sur la manière dont la centrale au diesel continuera à assurer la fiabilité en puissance du réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui (référence (i)).

6.2 Veuillez préciser les pourcentages minimum et maximum de la production d'électricité de la centrale au diesel qui continuera d'alimenter le réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui.

6.3 Veuillez élaborer sur la valeur retenue pour le taux d'intégration, ainsi que pour la charge et les pertes associées au SSÉ (référence (ii)).

6.4 Veuillez préciser quel pourcentage de la recharge du SSÉ se fera à partir de la centrale au diesel.

7. Références : (i) Pièce B-0006, p. 31.
(ii) Dossier R-4046-2018, pièce B-0006, p. 29.

Préambule :

(i) « *Le Fournisseur doit prévoir et fournir ses propres moyens d'alimentation (autonome) de ses charges pendant la période de construction du parc éolien et pour le démarrage (incluant la période d'essais) du parc éolien. Après la date de début des livraisons, pour des fins d'entretien ou lorsque le parc éolien est inopérant pour quelque raison que ce soit, si le Fournisseur requiert de l'électricité du Distributeur, ce dernier vend l'électricité au Fournisseur conformément aux*

Tarifs d'électricité du Distributeur et aux conditions de service fixées par la Régie qui s'appliquent aux clients des réseaux autonomes du Distributeur au moment de la fourniture. » [nous soulignons]

(ii) « *Pendant la période de construction, pour le démarrage, pour des fins d'entretien ou lorsque le parc éolien est inopérant pour quelque raison que ce soit, si le* ***Fournisseur*** *requiert de l'électricité du* ***Distributeur****, ce dernier vend l'électricité au* ***Fournisseur*** *selon les tarifs et conditions établis par les décisions de la Régie qui s'appliquent aux clients du Distributeur au moment de la fourniture.* »

Demande :

7.1 La Régie note que, contrairement au contrat de la référence (ii), le contrat soumis pour approbation (référence (i)) ne prévoit pas la possibilité pour le Fournisseur de s'alimenter en électricité auprès du Distributeur durant la période de construction. Veuillez élaborer sur les risques encourus par cette situation.

ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

8. Références : (i) Pièce B-0004, p. 14;
(ii) Pièce B-0006, p. 9.

Préambule :

(i) « *Le 23 février 2022, dans le cadre de la procédure d'évaluation environnementale, le Comité d'examen des répercussions sur l'environnement et le milieu social (COMEX) a tenu une séance de consultation publique. Lors de cette assemblée publique, le Fournisseur était invité à présenter le Projet et à expliquer ses composantes. Les membres des communautés étaient invités à poser des questions et à s'exprimer sur leurs préoccupations en lien avec le projet tel que présenté. Des représentants d'Hydro-Québec y ont aussi participé.* » [nous soulignons]

(ii) Le contrat dans la présente entente prévoit des étapes critiques et dates butoirs, dont l'étape critique 1. Cette dernière spécifie qu'au 1er mai 2023, le Fournisseur doit fournir au Distributeur copie de la recommandation du Recommandation du Comité d'examen des répercussions sur l'environnement et le milieu social (COMEX).

Demandes :

8.1 Veuillez fournir les faits saillants des recommandations du COMEX, notamment l'objet des oppositions au projet, s'il y lieu.