

**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 DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

1. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 132;
(ii) Pièce B-0008.

Préambule :

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

- Travaux pour raccordement à la ligne à 69 kV	: 1 700 000 \$
- Modifications au système de conduite du réseau	: 1 100 000 \$
- Expertise et gestion – Prérequis mise sous tension initiale, essais et mise en route	: 1 200 000 \$
- Télécommunications	: 1 300 000 \$
- Équipements de mesurage	: 300 000 \$
- Système de stockage, incluant le raccordement et l'intégration	: 16 900 000\$
Total*	: 22 500 000 \$

* *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 5 963 000 \$ ainsi que le montant de matériel récupérable advenant une résiliation de la présente entente, lequel est estimé à 8 750 000 \$. » [nous soulignons]*

(ii) Hydro-Québec présente les subventions qu'il prévoit encaisser pour les années 2023, 2024 et 2025 dans le fichier Excel de l'analyse économique.

Demandes :

- 1.1 Veuillez élaborer sur la nature des subventions dont il est question en référence (i) et (ii).
- 1.2 À la référence (i), la Régie comprend qu'Hydro-Québec prévoit encaisser des subventions de 5,963 M\$ avant le début des livraisons. Veuillez concilier ce montant avec les montants utilisés dans l'analyse économique du fichier Excel (référence (ii)) et expliquer les différences.

MODALITÉS DU CONTRAT

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 37;
 - (ii) Dossier R-4046-2018, pièce [B-0006](#), p. 35;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 9;
 - (v) [Communiqué de presse HQ – Appels d’offres de 2021](#);
 - (vi) Pièce [B-0005](#), p. 18;
 - (vii) Dossier R-4046-2018, pièce [B-0006](#), p.17.

Préambule :

- (i) « 25.1 *Garantie de début des livraisons*

*Afin de garantir son engagement à débiter la livraison des quantités contractuelles à la date garantie de début des livraisons, le **Fournisseur** doit remettre une Garantie financière au **Distributeur** pendant la période qui précède la date de début des livraisons pour les montants et selon les échéances mentionnés ci-après :*

<i>Date</i>	<i>Montant</i>
<i>Le 1^{er} août 2023, un montant de :</i>	<i>10 000 \$/MW</i>
<hr/>	
<i>18 mois avant la date garantie de début des livraisons, un montant additionnel égal à :</i>	<i>10 000 \$/MW</i>
<hr/>	

- (ii) « 25.1 *Garantie de début des livraisons*

*Afin de garantir son engagement à débiter la livraison de l’énergie contractuelle à la date garantie de début des livraisons, le **Fournisseur** doit remettre au **Distributeur**, à la signature du contrat, une garantie de début des livraisons (« Garantie de début des livraisons ») d’un montant égal au produit de la puissance contractuelle et 20 000 \$.* »

(iii) « *Le Distributeur a choisi d’entamer des échanges pouvant s’ouvrir sur une négociation de gré à gré avec les partenaires de PEDDN, car ceux-ci avaient démontré leur capacité à réaliser un projet éolien aux IDLM. Ces partenaires avaient par ailleurs été retenus au terme de l’appel de propositions A/P 2015-01, lequel accordait une place importante aux considérations et préoccupations du milieu.* »

(iv) Parmi les principales modalités du contrat figurant au tableau 1, il a été convenu avec le Fournisseur un prix de départ de 90,50 \$_{déc.2021}/MWh, ou de 81,85 \$₂₀₂₂/MWh sous la forme d’une annuité croissante à 2%/an.

(v) Extrait du communiqué de presse publié le 15 mars 2023 par Hydro-Québec en lien avec les appels d'offres de 2021 :

« Les soumissions retenues sont réparties comme suit :

- cinq soumissions dans le cadre de l'appel d'offres visant l'acquisition de 480 MW de puissance provenant de sources renouvelables, totalisant 495,2 MW, soit près de 1 000 MW de puissance installée en tout ;
- deux soumissions dans le cadre de l'appel d'offres visant l'acquisition de 300 MW d'électricité de source éolienne, totalisant 302,32 MW en puissance installée.

Le coût moyen de fourniture prévu dans les soumissions retenues est de 6,1¢/kWh (dollars de 2022). Ce coût n'inclut pas le transport et l'équilibrage.

Hydro-Québec conclura les contrats avec les promoteurs au cours des prochaines semaines. Ces contrats seront par la suite soumis à la Régie de l'énergie pour approbation. Les promoteurs retenus auront la responsabilité d'obtenir toutes les autorisations et tous les permis requis pour la construction des installations avant d'entreprendre les travaux de construction. » [nous soulignons]

(vi) Hydro-Québec présente la formule pour l'établissement du prix à payer à compter de la deuxième année contractuelle, ainsi que les définitions de chacun des termes de la formule :

$$E_t = E_{\text{décembre 2021}} \times \left\{ \left(25\% \times \left(\frac{IPC_{MES}}{IPC_{\text{décembre 2021}}} \right) \times \left(\frac{IPC_{t-1}}{IPC_{DDL}} \right) \right) + \left(75\% \times \left(\frac{IPC_{MES}}{IPC_{\text{décembre 2021}}} \right) \right) \right\}$$

(vii) Hydro-Québec présente la formule pour l'établissement du prix à payer à compter de la deuxième année contractuelle, ainsi que les définitions de chacun des termes de la formule :

$$E_t = E_{2016} \times \left\{ 100\% \times \left(\frac{IPC_{MES}}{IPC_{2016}} \right) \times \left(\frac{IPC_{t-1}}{IPC_{DDL}} \right) \right\}$$

Demandes :

- 2.1 Veuillez élaborer sur les différences de la garantie de début des livraisons entre le contrat de la référence (i) et le contrat de la référence (ii). Veuillez notamment élaborer sur l'impact que ces différences auront sur la garantie des engagements contractuels du Fournisseur.
- 2.2 Veuillez élaborer sur les démarches de négociation avec le Fournisseur mentionnées à la référence (iii) desquelles résultent le prix convenu indiqué en référence (iv).

- 2.3 Veuillez préciser la manière dont Hydro-Québec s'est assurée de la valeur concurrentielle du prix obtenu, dans le contexte de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur.
- 2.4 Bien que les contrats issus des appels d'offres (A/O) de 2021 demeurent conditionnels à l'approbation de la Régie, veuillez commenter les écarts entre le coût moyen des soumissions retenues par Hydro-Québec dans le cadre de ces A/O (référence (v)) et le prix convenu avec le Fournisseur dans la présente entente (référence (iv)).
- 2.5 La Régie remarque une différence dans la formule à appliquer pour l'établissement du prix à payer par Hydro-Québec à compter de la deuxième année contractuelle entre le contrat de la référence (vi) et le contrat de la référence (vii). Veuillez élaborer sur les différences entre ces deux formules et de l'impact sur le prix à payer par Hydro-Québec.
- 2.5.1. Veuillez indiquer si les différences observées entre les formules des références (vi) et (vii) auront un impact à la hausse ou à la baisse dans l'établissement du prix à payer par Hydro-Québec à compter de la deuxième année contractuelle à partir d'un exemple concret.

FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 159;
 - (iii) Pièce B-0008;
 - (iv) Dossier R-4210-2022, pièce [B-0074](#), p. 10;
 - (v) [Bénéfices non énergétiques \(BNÉ\), rédigé par Dunsky Expertise en énergie pour la Régie de l'énergie](#), p. 3, 41 et 42;
 - (vi) [Guide de dépôt pour Énergir](#), p. 35 et 36.

Préambule :

(i) « *En complément du Contrat, le Distributeur assumera les investissements requis pour permettre l'intégration du parc éolien, incluant l'ajout d'un système de stockage d'énergie (SSÉ) sur le site de la centrale de CAM, d'une capacité de 10 MW / 10 MWh.*

Le Projet permettra de porter la proportion d'énergie renouvelable pour l'alimentation du réseau des IDLM d'environ 15 % (avec PEDDN) à environ 40 %. »

(ii) « *Un minimum de deux (2) groupes moteurs diesel sont maintenus en exploitation en tout temps, afin de maintenir l'inertie minimale requise pour assurer la stabilité du réseau et la réserve tournante pour compenser les fluctuations, parfois rapides et de forte amplitude, de la production éolienne. Pour permettre l'intégration du parc éolien de Grosse-Île, qui aura pour effet*

d'accentuer les fluctuations de la production éolienne, l'ajout d'un système de stockage est nécessaire. »

(iii) Données tirées du l'analyse économique (fichier Excel) :

	2025	2026	2027 et suivantes
Taux d'intégration	58,3 %	63,3 %	68,3 %
Charge auxiliaire et pertes associées aux systèmes de stockage (MWh)	460	1 838	1 838

(iv) « **Option 1 : optimisation du concept d'intégration**

Dans le cadre des études préliminaires, le Distributeur étudiera une première option visant à optimiser l'intégration de l'énergie éolienne qui offrira notamment la possibilité d'opérer la centrale à un seul groupe diesel ou convertie au GNL-R, selon le cas. Il s'agit d'une première piste d'optimisation en ce sens que le projet PEDGI prévoit, de son côté, un minimum de deux groupes en opération.

De façon préliminaire, ce scénario pourrait nécessiter l'ajout d'un compensateur synchrone et l'ajout d'un SSÉ supplémentaire. L'exploitation à un seul groupe permettrait d'accroître le taux d'intégration de l'énergie éolienne des parcs éoliens PEDDN et PEDGI. Par conséquent, les économies de combustible, et de réduction des émissions de GES qui y sont associées, seraient également accrues. De telles optimisations n'ont toutefois pas été considérées dans le projet initial PEDGI pour les motifs suivants.

D'abord, une approche par phases est plus prudente sur le plan opérationnel, et le concept d'optimisation est susceptible d'être mieux adapté s'il repose sur une certaine période d'observation du comportement du réseau, à la suite de l'intégration de PEDGI.

De plus, il aurait été impossible d'atteindre le seuil de rentabilité de tels investissements additionnels dans le cas d'un raccordement au moyen de câbles sous-marins, contexte dans lequel s'inscrivait les discussions avec le promoteur de PEDGI. En effet, les bénéfices associés à l'optimisation du concept d'intégration seraient considérablement réduits une fois le réseau des IDLM raccordé au réseau intégré, puisque le raccordement permettrait déjà d'intégrer près de 100 % de l'énergie éolienne disponible. » [nous soulignons]

(v) « *Dans son plan stratégique 2020-2025, la Régie de l'énergie a adopté une nouvelle vision : Contribuer à la transition énergétique et être reconnue pour son expertise, son efficacité et la qualité de ses décisions. Intégrer les bénéfices non énergétiques (BNE) et les externalités dans les processus réglementaires est essentiel pour prendre des décisions qui contribuent à la transition énergétique. Or, le Québec accuse un retard sur ce domaine par rapport à plusieurs autres juridictions au Canada et aux États-Unis.*

Le cadre réglementaire en place permet à la Régie de mettre à jour ses pratiques et d'intégrer les BNE et les externalités. Pour contribuer à la transition énergétique, la Régie devra prendre action particulièrement pour intégrer la valeur des réductions de GES et les cibles du gouvernement du Québec.

Deux grandes avenues s'offrent à la Régie pour intégrer ces considérations spécifiquement dans le cadre d'analyse actuel :

Intégrer pleinement les BNE, dont les réductions de GES, permettrait à la Régie de faire une mise à niveau par rapport à d'autres juridictions plus avancées.

Regarder au-delà du cadre d'analyse : Modifier le cadre actuel pour s'aligner avec les objectifs des politiques énergétiques permettrait à la Régie de prendre un rôle de leader dans la mise en œuvre de la transition énergétique. [...] »

(vi) « Voici, à titre indicatif uniquement, quelques exemples de BNE :

Consommateurs	Société	Energir
Augmentation de la productivité	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	Contribution aux efforts de décarbonation
Amélioration du confort	Amélioration de la qualité de l'air	Rehaussement de l'acceptabilité sociale du projet d'investissement
Augmentation de la valeur de la propriété	Développement économique et création d'emplois	

143. Alignement avec les objectifs des politiques énergétiques: lorsqu'applicable, décrire dans quelle mesure le projet est aligné avec les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement du Québec ou est cohérent avec ses cibles de réduction de GES.

144. BNE associés au projet: lorsqu'applicable, décrire les BNE associés au projet. Par exemple, le projet entraîne-t-il une diminution nette des émissions de GES? Le cas échéant, fournir des informations relatives à la réduction totale de GES générée par la réalisation du projet.

145. Prise en compte des BNE : Décrire la manière dont les BNE associés au projet peuvent être pris en compte et ce, selon l'une des trois approches suivantes :

- 1. Valeur des BNE, telle qu'évaluée par Énergir;*
- 2. Un facteur d'ajustement générique pour tenir compte des BNE associés au projet, le cas échéant;*
- 3. Toute autre approche qu'Énergir considère pertinente.*

146. Appui financier : Préciser si le projet a fait l'objet d'un appui financier de la part du gouvernement du Québec ou d'un autre palier de gouvernement en vue de l'atteinte de cibles climatiques ou énergétiques gouvernementales, le cas échéant. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez décrire le SSÉ qu'Hydro-Québec prévoit ajouter sur le site de la centrale de Cap-aux-Meules (CAM) (référence (i)) de même que de son utilisation pour les fins de :
 - 3.1.1. la stabilité du réseau;
 - 3.1.2. la fiabilité en puissance;
 - 3.1.3. l'implantation de microréseaux à l'ensemble des IDLM.
- 3.2 Veuillez préciser qui assurera l'installation, l'intégration, l'opération et l'entretien du SSÉ.
- 3.3 Veuillez élaborer sur la valeur retenue pour le taux d'intégration ainsi que pour la charge et les pertes associées au SSÉ (référence (iii)).
- 3.4 Veuillez confirmer que la recharge du SSÉ se fera uniquement à partir du Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI) et du Parc éolien Dunes du Nord (PEDDN), et non pas à partir de la centrale de CAM. Dans la négative, veuillez justifier (référence (i)).
- 3.5 Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajouter dès maintenant un compensateur synchrone de même qu'un SSÉ supplémentaire, afin de permettre d'accroître le taux d'intégration de l'énergie éolienne des parcs éoliens PEDDN et PEDGI et l'exploitation de la centrale de CAM à un seul groupe (références (ii) et (iv)). Le cas échéant, veuillez commenter l'impact qu'aurait cette dernière avenue sur la rentabilité du projet.
- 3.6 Tel qu'indiqué en référence (v), la Régie poursuit ses efforts visant à intégrer graduellement les bénéfices non énergétiques (BNÉ) et les externalités dans les processus réglementaires, ceci afin de pouvoir prendre des décisions qui contribueront à la transition énergétique au Québec. C'est également dans cette perspective qu'une sous-section spécifique pour les BNÉ a été ajoutée au Guide de dépôt d'Énergir, comme en témoigne la référence (vi). Considérant ce qui précède, veuillez élaborer sur les BNÉ qui pourraient résulter du présent projet et, si possible, quantifier l'impact de ces éventuels BNÉ dans la rentabilité du projet.

ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

4. **Référence :** Pièce [B-0004](#), p. 12.

Préambule :

« De plus, le Fournisseur a tenu des séances de consultation publique pour le projet de PEDGI à l'automne 2022 et très peu d'opposants au Projet se sont manifestés. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez élaborer sur les démarches de consultation publique entreprises par le Fournisseur à l'automne 2022 pour le projet de PEDGI, en précisant, notamment :
 - 4.1.1. La manière dont la population a été invitée à s'exprimer sur ce projet;
 - 4.1.2. Les résultats de ces démarches de consultations, notamment l'objet des oppositions au projet;
 - 4.1.3. Le rôle et l'implication d'Hydro-Québec dans ces démarches de consultation.
 - 4.1.4. Le cas échéant, l'opinion recueillie auprès de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine.