

**DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT  
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'UN  
PARC ÉOLIEN DANS LE RÉSEAU AUTONOME  
DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE**



## TABLE DES MATIÈRES

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. CONTEXTE.....</b>  | <b>5</b>  |
| <b>2. CHOIX DU FOURNISSEUR ET NÉGOCIATION DE GRÉ À GRÉ.....</b>                                      | <b>6</b>  |
| <b>3. LE PROJET .....</b>  | <b>6</b>  |
| <b>4. MODALITÉS DU CONTRAT .....</b>   | <b>8</b>  |
| 4.1. Garanties au contrat.....   | 9         |
| 4.2. Garanties à l'Entente de raccordement .....   | 10        |
| 4.3. Clauses de dommages et pénalités.....   | 11        |
| <b>5. CONFORMITÉ AUX ORIENTATIONS POUR LA CONVERSION ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX<br/>AUTONOMES .....</b> | <b>11</b> |
| 5.1. Fiabilité de l'approvisionnement .....  | 11        |
| 5.2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre .....   | 12        |
| 5.3. Acceptabilité sociale et environnementale.....  | 12        |
| 5.4. Réduction des coûts d'approvisionnement .....   | 13        |
| 5.4.1. <i>Méthodologie d'évaluation</i> .....  | 13        |
| 5.4.2. <i>Résultats</i> .....  | 14        |
| 5.4.3. <i>Études de sensibilité</i> .....  | 15        |
| <b>6. CONCLUSION .....</b>   | <b>16</b> |

## LISTE DES FIGURES

|  |    |
|--|----|
| Figure 1 : Localisation du parc éolien .....   | 7  |
| Figure 2 : Plan d'implantation préliminaire du parc éolien .....                             | 8  |
| Figure 3 : Évolution du prix du mazout lourd à la centrale thermique sur la durée du contrat | 14 |

## LISTE DES TABLEAUX

|   |    |
|---|----|
| Tableau 1 : Principales modalités du Contrat.....     | 9  |
| Tableau 2 : Résultats de l'analyse économique.....    | 15 |
| Tableau 3 : Résultats des études de sensibilité ..... | 16 |

## LEXIQUE

|                       |   |
|-----------------------|---|
| act.                  | actualisé   |
| Centrale de CAM       | Centrale de Cap-aux-Meules  |
| Contrat               | Contrat d’approvisionnement en électricité pour le parc éolien de Grosse-Île                                    |
| Distributeur          | Hydro-Québec dans ses activités de distribution d’électricité   |
| Fournisseur           | Parc éolien de Grosse-Île   |
| GES                   | Gaz à effet de serre  |
| IDLM                  | Îles-de-la-Madeleine  |
| JED                   | Jumelage éolien-diesel  |
| LRÉ                   | <i>Loi sur la Régie de l’énergie</i>  |
| M\$                   | million de dollars  |
| MW                    | mégawatt  |
| paragr.               | paragraphe  |
| PEDDN                 | Parc éolien de la Dune-du-Nord  |
| PEDGI                 | Parc éolien de Grosse-Île   |
| PEV 2030              | Plan pour une économie verte 2030   |
| Plan                  | <i>Plan d’approvisionnement 2023-2032 du Distributeur</i>   |
| Projet                | Le parc éolien de Grosse-Île et les investissements d’Hydro-Québec pour l’intégration du parc éolien            |
| Régie                 | Régie de l’énergie  |
| S.E.C.                | Société en commandite   |
| s.o.                  | sans objet  |
| SSÉ                   | Système de stockage d’énergie   |
| Statu quo             | Scénario de maintien de l’alimentation électrique du réseau des IDLM à partir de la centrale de CAM et de PEDDN |
| t éq. CO <sub>2</sub> | tonne d’équivalent CO <sub>2</sub>  |

## 1. CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2017-140, la Régie de l'énergie (la Régie) a établi que la procédure d'appel  
2 d'offres prévue à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la LRÉ) ne s'applique pas  
3 aux approvisionnements dans les réseaux autonomes<sup>1</sup>. Elle a aussi précisé qu'Hydro-Québec  
4 dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) doit soumettre pour approbation,  
5 en vertu de l'article 74.2 alinéa 2 de la LRÉ, les contrats d'approvisionnement qu'il entend  
6 conclure pour répondre aux besoins de ces réseaux<sup>2</sup>.

7 Par la présente, le Distributeur soumet pour approbation à la Régie un contrat  
8 d'approvisionnement en électricité (le Contrat) conclu de gré à gré avec Parc éolien de Grosse-  
9 Île S.E.C. (le Fournisseur) pour l'achat de l'énergie produite par le parc éolien de Grosse-Île  
10 (PEDGI) situé dans le réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine (les IDLM). Ce nouveau parc  
11 éolien de 16,8 MW sera construit et exploité par le Fournisseur.

12 Le Contrat s'inscrit dans un long historique en faveur de la production éolienne aux IDLM :

- 13 • Dès 2005, la Régie, dans sa décision D-2005-178<sup>3</sup> demande au Distributeur de  
14 déployer un système de jumelage éolien-diesel (JED) aux IDLM. Le Distributeur  
15 amorce alors des discussions avec le milieu afin de valider l'acceptabilité d'un tel projet.
- 16 • Entre 2011 et 2014, le Distributeur effectue les analyses permettant de démontrer la  
17 faisabilité technique et économique d'un projet de JED de 6 MW à Cap-aux-Meules  
18 (CAM).<sup>4</sup>
- 19 • Le 23 octobre 2015, le Distributeur lance l'appel de propositions (A/P 2015-01) pour  
20 l'achat de 6 MW d'électricité produite à partir d'un parc éolien situé aux Îles-de-la-  
21 Madeleine, au terme duquel un contrat est octroyé par le Distributeur pour le parc  
22 éolien de la Dune-du-Nord (PEDDN), lequel contrat a été approuvé par la Régie.<sup>5</sup>
- 23 • Le 30 décembre 2020, PEDDN débute les livraisons d'électricité au Distributeur.
- 24 • Le 7 septembre 2021, lors de l'inauguration officielle de PEDDN aux IDLM,  
25 Hydro-Québec annonce publiquement son ouverture à discuter avec les partenaires  
26 de PEDDN de l'intérêt d'ajouter des éoliennes aux IDLM et de négocier un contrat  
27 d'approvisionnement en électricité, le cas échéant.

28 Ces développements favorables à la production éolienne aux IDLM s'inscrivent notamment au  
29 Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec, dans lequel on vise à approvisionner  
30 globalement les réseaux autonomes en énergie propre à 80 % à l'horizon 2030<sup>6</sup>.

---

1 <sup>1</sup> Décision [D-2017-140](#), paragr. 408.

2 <sup>2</sup> Décision [D-2017-140R](#), paragr. 4.

3 <sup>3</sup> D-2005-178, page 32 à 35.

4 <sup>4</sup> D-2015-013, paragraphe 147.

5 <sup>5</sup> Décision [D-2018-148](#).

6 <sup>6</sup> [Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec](#), page 25.

1 Le Contrat s'inscrit également dans l'esprit du *Plan pour une économie verte 2030*<sup>7</sup> (le  
2 PEV 2030) dans lequel le gouvernement du Québec (le Gouvernement) a pour objectif de  
3 réduire les émissions de GES du Québec de 37,5 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990,  
4 en ciblant entre autres l'alimentation des réseaux autonomes en énergie renouvelable.

5 Dans le cas précis des IDLM, le Contrat s'inscrit dans la stratégie du Distributeur pour la  
6 conversion du réseau des IDLM qui sera déposé dans le *Plan d'approvisionnement 2023-*  
7 *2032*<sup>8</sup> et, bien que cette stratégie soit en évolution, le Distributeur entend démontrer que le  
8 Contrat est valable peu importe le scénario global qui sera retenu.

## 2. CHOIX DU FOURNISSEUR ET NÉGOCIATION DE GRÉ À GRÉ

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

14 Le Fournisseur est une société en commandite constituée de Valéco Énergie Québec inc. et  
15 de l'Alliance de l'énergie de l'Est S.E.C., détenant 50 % des parts chacun.

16 Une rencontre de démarrage des échanges s'est tenue le 30 septembre 2021 lors de laquelle  
17 le Distributeur a communiqué les principales modalités de son ouverture à l'ajout d'éoliennes :

- 18 • Le raccordement par câbles sous-marins (scénario de base à cette date) et l'ajout de  
19 capacité éolienne aux IDLM ne sont pas nécessairement des projets mutuellement  
20 exclusifs.
- 21 • Une augmentation de la capacité éolienne installée aux IDLM est envisageable si on  
22 peut démontrer à la Régie que cette avenue est avantageuse pour la clientèle  
23 d'Hydro-Québec.

24 Les discussions pour étudier la possibilité d'ajouter de nouvelles éoliennes au réseau des  
25 IDLM ont été amorcées selon ces modalités.

## 3. LE PROJET

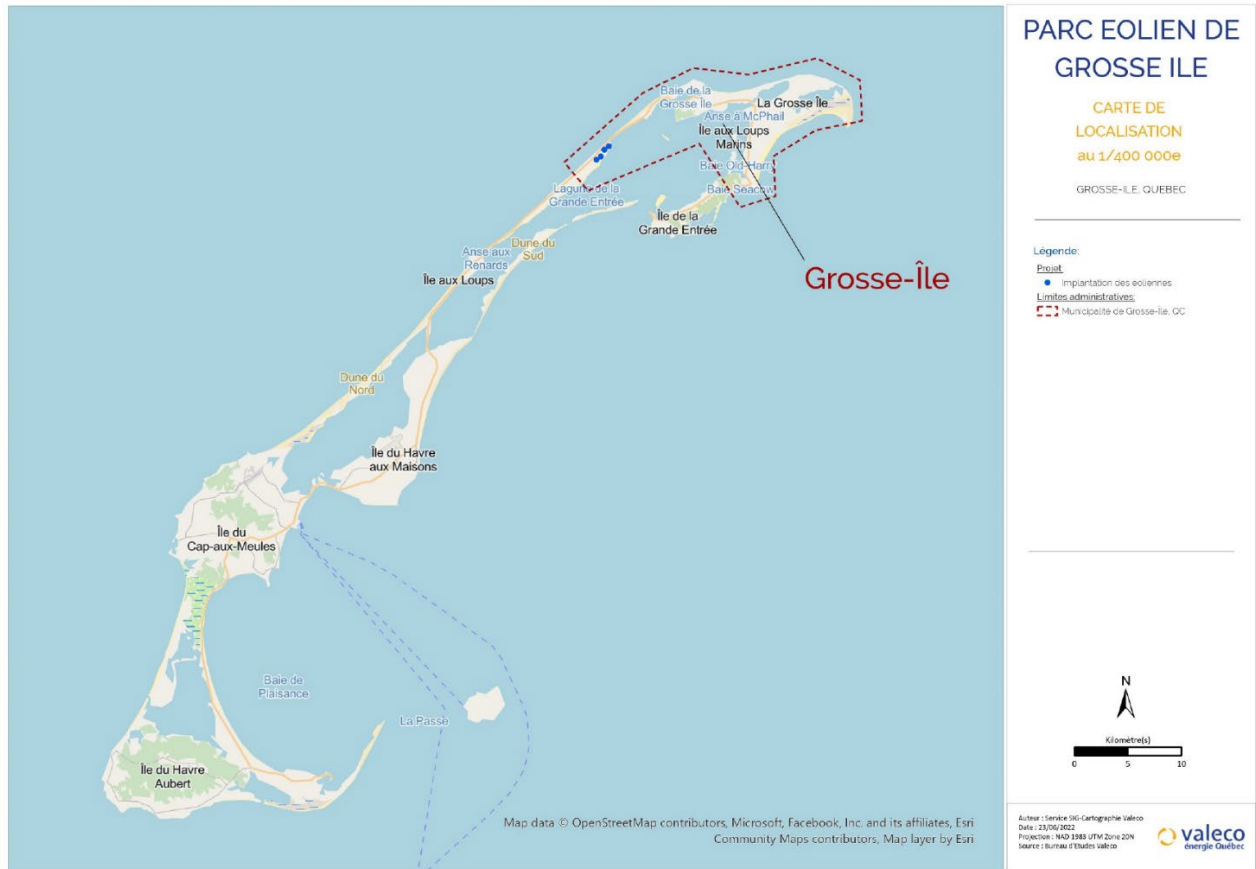
26 Le Contrat prévoit l'ajout de quatre (4) éoliennes Enercon de 4,2 MW chacune, pour un total  
27 de 16,8 MW de puissance installée. Ces éoliennes seront situées dans le secteur de la Dune-  
28 du-Nord, à environ 4 km au nord-est de PEDDN, et seront raccordées à la ligne de transport  
29 du Distributeur par un nouveau poste de départ. Ce site est situé dans la municipalité de  
30 Grosse-Île, d'où le nom retenu par le Fournisseur pour le parc éolien, le parc éolien de  
31 Grosse-Île.

<sup>7</sup> [Plan pour une économie verte 2030](#), pages 24 et 35.

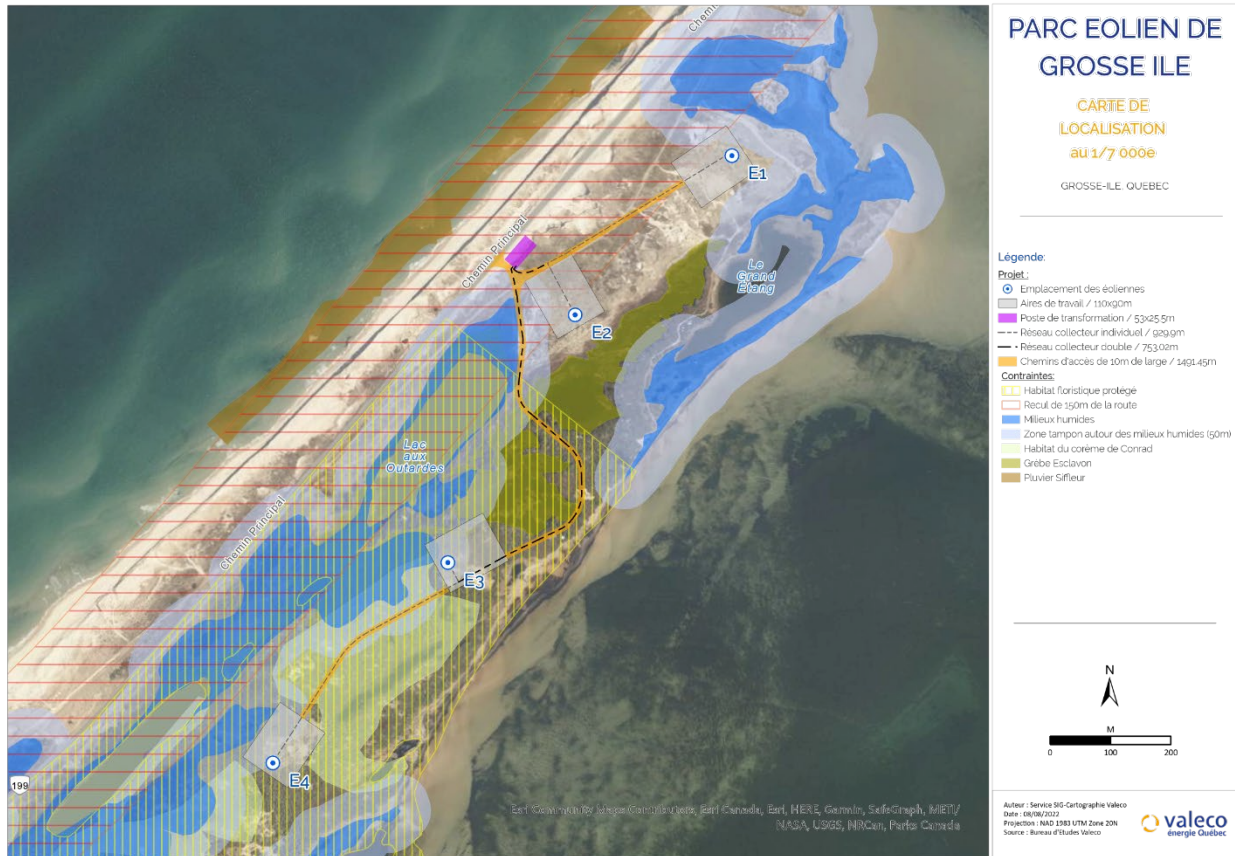
<sup>8</sup> Dossier R-4210-2022 Phase 1, HQD-3, document 2.1 (B-0074).

- 1 En complément du Contrat, le Distributeur assumera les investissements requis pour
- 2 permettre l'intégration du parc éolien, incluant l'ajout d'un système de stockage d'énergie
- 3 (SSE) sur le site de la centrale de CAM, d'une capacité de 10 MW / 10 MWh.
- 4 Le Projet permettra de porter la proportion d'énergie renouvelable pour l'alimentation du
- 5 réseau des IDLM d'environ 15 % (avec PEDDN) à environ 40 %.

**FIGURE 1 :  
LOCALISATION DU PARC ÉOLIEN**



**FIGURE 2 :  
PLAN D'IMPLANTATION PRÉLIMINAIRE DU PARC ÉOLIEN**



#### 4. MODALITÉS DU CONTRAT

- 1 Les principales modalités du Contrat sont présentées au tableau 1.



**TABLEAU 1 :  
PRINCIPALES MODALITÉS DU CONTRAT**

|  |  |
|--|--|
| <b>Durée du contrat</b>                      | 30 ans   |
| <b>Date garantie de début des livraisons</b> | 1 <sup>er</sup> octobre 2025   |
| <b>Puissance contractuelle</b>               | 16,8 MW  |
| <b>Énergie contractuelle</b>                 | 75 200 MWh   |
| <b>Formule de prix</b>                       | Indexation à l'IPC sur 100 % du prix jusqu'à la date garantie de début des livraisons, puis sur 25 % du prix après le début des livraisons |
| <b>Prix de départ</b>                        | 90,50 \$ <sub>déc.2021</sub> /MWh  |
| <b>Prix (en annuité croissante à 2 %/an)</b> | 81,85 \$ <sub>2022</sub> /MWh  |

1 Le Contrat prévoit que le Fournisseur assume le risque associé à la réalisation du Projet. Il lui  
2 appartient notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les  
3 permis requis à cet égard.

#### 4.1. Garanties au contrat

4 L'article 25 du Contrat établit les garanties de début de livraison, d'exploitation et de  
5 démantèlement ainsi que leurs forme et modalités.

6 Afin de garantir son engagement à débiter la livraison de l'énergie contractuelle à la date  
7 garantie de début des livraisons, le Fournisseur doit remettre au Distributeur, au plus tard le  
8 1<sup>er</sup> août 2023, une garantie financière d'un montant égal au produit de la puissance  
9 contractuelle et 10 000 \$ puis, dix-huit mois avant la date garantie de début des livraisons, un  
10 montant additionnel égal au produit de la puissance contractuelle et 10 000 \$.

11 Afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu du Contrat, pour la période  
12 d'exploitation du Projet (débutant à la date de début des livraisons jusqu'à la fin du Contrat),  
13 le Fournisseur doit déposer des garanties financières d'exploitation auprès du Distributeur pour  
14 les montants et selon les échéances suivantes :

- 15 • À la date de début des livraisons, un montant égal au produit de la puissance  
16 contractuelle et 25 000 \$ ;
- 17 • Au dixième (10<sup>e</sup>) anniversaire de la date de début des livraisons, le montant de  
18 garanties est augmenté de 15 000 \$/MW pour un montant total de 40 000 \$/MW.

19 Finalement, afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu de l'article 24.4  
20 du Contrat, le Fournisseur doit déposer, au plus tard cinq années avant l'échéance du Contrat,

1 un rapport détaillant le plan et les coûts nets de démantèlement du Projet à la fin du Contrat.  
2 Le rapport doit également confirmer que le démantèlement respecte les lois et règlements  
3 applicables en la matière et qu'il répond à toute exigence prévue dans les droits, permis et  
4 autorisations obtenus. Le montant de la garantie financière relative au démantèlement est  
5 établi en tenant compte du rapport du Fournisseur et, le cas échéant, de la vérification  
6 effectuée par une firme de génie-conseil indépendante mandatée par le Distributeur. La  
7 garantie financière correspondante transmise dans le délai déterminé par le Distributeur  
8 suivant cet exercice doit demeurer en vigueur jusqu'à la parfaite exécution du démantèlement.

#### 4.2. Garanties à l'Entente de raccordement

9 Pour couvrir les coûts d'intégration, le Fournisseur doit garantir financièrement le  
10 remboursement des coûts des travaux requis pour l'intégration des installations.

11 La Garantie est au montant total de trois millions huit cent quatre-vingt-quatorze mille dollars  
12 (3 894 000 \$), ce qui correspond à 50 % des coûts estimés des travaux d'intégration après  
13 déduction des subventions que le Distributeur prévoit encaisser avant la *date de début des*  
14 *livraisons* et du montant de matériel récupérable advenant la résiliation du Contrat.

15 La Garantie doit être déposée selon l'échéancier mentionné ci-après :

- 16 a) à la signature de la présente entente, une Garantie au montant de deux cent mille  
17 dollars (200 000 \$). Après réception de cette Garantie, le Distributeur débutera les  
18 études et les travaux requis pour le raccordement au réseau des installations ;
- 19 b) au plus tard le 1<sup>er</sup> août 2023, une Garantie au montant de sept cent mille dollars  
20 (700 000 \$) ou un amendement à la Garantie déjà émise qui aurait pour effet de porter  
21 le montant total de la Garantie à neuf cent mille dollars (900 000 \$) ;
- 22 c) au plus tard le 1<sup>er</sup> août 2024, une Garantie au montant d'un million cinq cent soixante  
23 mille dollars (1 560 000 \$) ou un amendement à la Garantie déjà émise qui aurait pour  
24 effet de porter le montant total de la Garantie à deux millions quatre cent soixante mille  
25 dollars (2 460 000 \$) ;
- 26 d) au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2025, une Garantie au montant d'un million quatre cent trente-  
27 quatre mille dollars (1 434 000 \$) ou un amendement à la Garantie déjà émise qui  
28 aurait pour effet de porter le montant total de la Garantie à trois millions huit cent quatre-  
29 vingt-quatorze mille dollars (3 894 000 \$).

30 En tout temps, le Distributeur pourra exiger une garantie additionnelle afin de couvrir 100 %  
31 des coûts estimés des travaux d'intégration moins le montant des subventions encaissées par  
32 le Distributeur si les travaux de construction des installations ne sont pas, de l'avis du  
33 Distributeur, suffisamment avancés pour assurer que la mise en service des installations ait  
34 lieu dans les délais prévus ou pour tout autre motif raisonnable.

### 4.3. Clauses de dommages et pénalités

1 Le Contrat prévoit, à l'article 29, des pénalités pour retard relatif au début des livraisons, sauf  
2 s'il s'agit d'un retard du Distributeur à compléter les travaux d'intégration à la date convenue.  
3 La pénalité correspond à un montant de 55 \$/MW multiplié par la puissance contractuelle, pour  
4 un montant maximum égal au produit de la puissance contractuelle et 20 000 \$ (128 000 \$).

5 À l'article 30, des dommages sont prévus en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle. Le  
6 Fournisseur est en défaut si la moyenne des livraisons des trois années précédentes est  
7 inférieure à 87,5 % de l'énergie contractuelle. Le Fournisseur devra alors payer au Distributeur  
8 des dommages correspondant au produit de l'écart entre 87,5 % de l'énergie contractuelle et  
9 la valeur moyenne des livraisons, et d'un montant par MWh égal au coût de remplacement de  
10 l'énergie non livrée. Ce coût est établi, pour les deux premières années du calcul, en fonction  
11 du coût de production à la centrale de CAM et du coût du SPEDE. Pour les années suivantes,  
12 le coût de remplacement est établi selon la moyenne des prix horaires sur les marchés  
13 « spots » de la Nouvelle-Angleterre.

## 5. CONFORMITÉ AUX ORIENTATIONS POUR LA CONVERSION ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX AUTONOMES

14 Le Distributeur a veillé à ce que le Projet soit conforme aux quatre orientations approuvées  
15 par la Régie dans sa décision D-2017-140<sup>9</sup> pour les projets de conversion énergétique en  
16 réseaux autonomes. Ces orientations ont d'ailleurs été réitérées par les décisions  
17 D-2022-062<sup>10</sup> et D-2022-109<sup>11</sup>. Le Distributeur rappelle ici ces orientations :

- 18 > fiabilité de l'approvisionnement ;
- 19 > réduction des émissions de GES ;
- 20 > acceptabilité sociale et environnementale ; et
- 21 > réduction des coûts d'approvisionnement.

22 La conformité du Projet à ces orientations est exposée dans les sous-sections suivantes.

### 5.1. Fiabilité de l'approvisionnement

23 Le Distributeur indique que c'est d'abord la centrale de CAM, mise en service en 1991, avec  
24 ses six groupes diesel d'une puissance totale de 67 MW, qui assure la fiabilité  
25 d'approvisionnement du réseau des IDLM. En effet, considérant le caractère variable de la  
26 production éolienne, la centrale thermique doit être en mesure d'alimenter la charge lorsque  
27 la production éolienne est nulle.

28 Le SSÉ permettra d'atténuer les fluctuations parfois rapides de la production éolienne  
29 observées avec PEDDN et qui deviendront plus importantes avec l'ajout de PEDGI, et

<sup>9</sup> Décision [D-2017-140](#), paragr. 305 et 306.

<sup>10</sup> Décision [D-2022-062](#), paragr. 641

<sup>11</sup> Décision [D-2022-109](#), paragr. 59 à 61.

1 contribuera à maximiser l'intégration de l'énergie éolienne, tout en préservant la fiabilité  
2 d'alimentation.

3 Le Projet prévoit le maintien d'un minimum de deux groupes diesel en opération afin de  
4 préserver la stabilité de l'alimentation. Le Distributeur envisage par ailleurs d'optimiser le  
5 concept d'intégration de l'énergie éolienne dans une phase ultérieure. Cette optimisation fera  
6 partie des options étudiées dans le cadre du plan d'action pour la stratégie de conversion du  
7 réseau des IDLM qui sera déposé dans le *Plan d'approvisionnement 2023-2032*<sup>12</sup>.

## 5.2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre

8 Le Distributeur estime que le Projet entraînera une réduction annuelle d'environ  
9 34 kilotonnes éq. CO<sub>2</sub>, correspondant à une diminution de 29 % des émissions<sup>13</sup> de la centrale  
10 CAM et de 9 % de l'ensemble des émissions de GES directes d'Hydro-Québec, par rapport à  
11 l'année 2021. Sur la durée du Contrat, ce sont plus de 1 000 kilotonnes éq. CO<sub>2</sub> qui seront  
12 ainsi évités.

13 L'optimisation envisagée du concept d'intégration mentionnée à la section 5.1 pourrait  
14 potentiellement permettre d'augmenter davantage la réduction des émissions de GES  
15 associée au Contrat dans une phase ultérieure.

## 5.3. Acceptabilité sociale et environnementale

16 Le Distributeur estime qu'il s'agit d'un projet bien accueilli par le milieu et qu'il est conforme à  
17 l'orientation de l'acceptabilité sociale et environnementale.

18 D'abord, l'ajout d'éoliennes était un scénario qui a reçu un niveau important de favorabilité lors  
19 des consultations réalisées par le Distributeur en 2020<sup>14</sup>. Il en a été de même dans le sondage  
20 diffusé par la Communauté maritime des Îles, aussi en 2020<sup>15</sup>. De plus, le Fournisseur a tenu  
21 des séances de consultation publique pour le projet de PEDGI à l'automne 2022 et très peu  
22 d'opposants au Projet se sont manifestés. Finalement, la Communauté maritime des Îles, dans  
23 le cadre de la modification de son schéma d'aménagement, a consulté la population sur le  
24 projet et, encore une fois, aucune opposition significative n'a été exprimée. Notons également  
25 que PEDGI étant réalisé en partenariat avec l'Alliance de l'énergie de l'Est, dont font partie la  
26 municipalité des Îles-de-la-Madeleine et celle de Grosse-île, ces dernières recevront des  
27 redevances liées à la production éolienne.

28 Les caractéristiques environnementales du site sont les mêmes que pour PEDDN. Or, pour ce  
29 projet précédent, le fournisseur a démontré qu'il est possible d'implanter des éoliennes dans  
30 cet écosystème dunaire fragile tout en réduisant à un niveau acceptable les impacts sur les

<sup>12</sup> Dossier R-4210-2022 Phase 1. HQD-3, document 2.1 (B-0074).

<sup>13</sup> Cette diminution correspond à l'augmentation de la proportion d'énergie renouvelable de 15 % à 40 % mentionnée à la section 3 (+25 % renouvelable / 85 % non renouvelable avant PEDGI = 29 % diminution).

<sup>14</sup> Dossier R-4110-2019 Phase 2, HQD-11, document 1 (B-0204).

<sup>15</sup> La mention de cette consultation apparaît dans la Stratégie énergétique des Îles-de-la-Madeleine, Plan d'action 2020-2023 de la Communauté maritime (Dossier R-4110-2019 Phase 2, (C-CMIDLM-0013)). Les résultats de cette consultation sont accessibles en ligne : <https://www.muniles.ca/wp-content/uploads/2021/11/donnees-Enquete-energieaout2020-sansquestionouverte-1.pdf>

1 composantes sensibles de l'environnement. Le Distributeur est confiant que le Fournisseur  
2 trouvera des solutions adaptées aux impacts appréhendés (mesures d'évitement,  
3 d'atténuation et de compensation) de manière à générer un impact environnemental résiduel  
4 non significatif.

5 Par ailleurs, le schéma préliminaire d'implantation du Fournisseur prévoit que le poste de  
6 raccordement et deux des quatre éoliennes seraient situés en-dehors de l'habitat floristique  
7 protégé de sorte que l'empreinte au sol dans l'habitat serait moindre pour PEDGI que pour  
8 PEDDN.

#### 5.4. Réduction des coûts d'approvisionnement

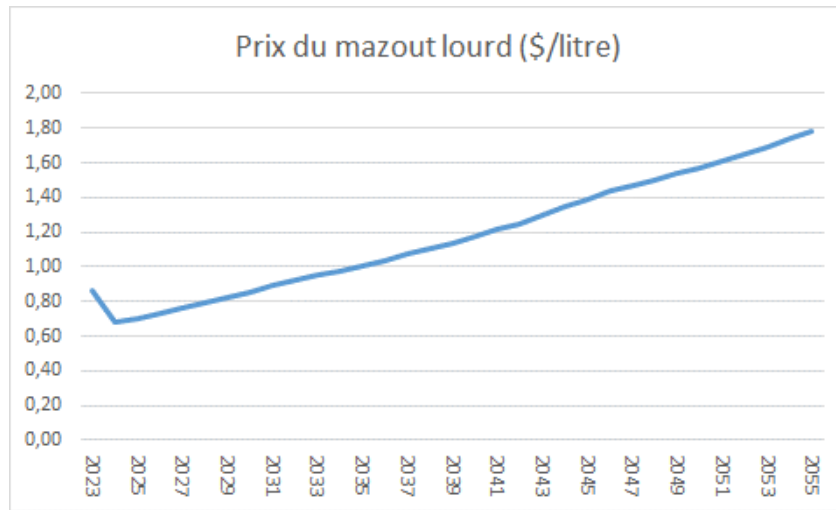
9 Le projet d'implantation de PEDGI est conforme à l'orientation de réduction des coûts  
10 d'approvisionnement.

11 De manière à estimer le gain attribuable au Contrat ainsi qu'au système assurant l'intégration  
12 de l'énergie éolienne, le Distributeur a réalisé une analyse économique sur la période de 2023  
13 à 2055 comparant les coûts actualisés du projet d'implantation de PEDGI à celui d'un scénario  
14 de maintien de l'alimentation électrique du réseau des IDLM à partir de la centrale de CAM et  
15 de PEDDN (Statu quo).

##### 5.4.1. Méthodologie d'évaluation

16 L'analyse économique évalue les coûts additionnels ainsi que les bénéfices engendrés par  
17 l'implantation du Projet par rapport au Statu quo. L'analyse intègre l'ensemble des coûts aux  
18 investissements et aux charges que le Distributeur doit réaliser dans le scénario d'implantation  
19 ainsi que les réductions des charges par rapport à l'opération de la centrale de CAM en  
20 scénario de Statu quo. Les investissements du Distributeur, s'élevant à 22,5 M\$, sont détaillés  
21 à l'Annexe III de l'Entente de raccordement présentée à l'Annexe VII du CAÉ. Le Distributeur  
22 a effectué des analyses de sensibilité afin de vérifier l'impact de différents paramètres sur la  
23 rentabilité du projet d'implantation de PEDGI notamment en ce qui concerne les gains nets  
24 dans un scénario de raccordement des IDLM au réseau intégré par câbles sous-marins.

**FIGURE 3 :**  
**ÉVOLUTION DU PRIX DU MAZOUT LOURD À LA CENTRALE THERMIQUE SUR LA DURÉE DU CONTRAT**



1 La prévision du prix du mazout lourd, qui constitue le carburant utilisé majoritairement à la  
 2 centrale de CAM, est établie selon la même méthodologie que celle utilisée par le Distributeur  
 3 dans le cadre de ses dossiers de plan d’approvisionnement<sup>16</sup>. Elle repose sur les prévisions à  
 4 court et long termes du WTI produites par l’*Energy Information Administration* (EIA) en  
 5 septembre et mars 2022 respectivement.

6 Compte tenu des volumes d’émissions de GES supérieurs à 25 000 t éq.CO<sub>2</sub>, le coût des  
 7 droits d’émission, conformément au *Règlement concernant le système de plafonnement et*  
 8 *d’échange de droits d’émission de gaz à effet de serre* du Québec (SPEDE), est évalué hors  
 9 du prix du carburant. Le Distributeur applique plutôt les facteurs d’émissions spécifiés dans le  
 10 projet de Règlement aux volumes de carburant utilisé dans la production d’électricité<sup>17</sup>. Pour  
 11 l’analyse économique, le Distributeur retient les prix du SPEDE selon le scénario de prix  
 12 plancher, soit le scénario le plus conservateur en termes de coûts évités.

#### 5.4.2. Résultats

13 L’implantation de PEDGI permet au Distributeur de générer un gain économique de 72,3 M\$  
 14 actualisés (2023) sur la période 2023-2055 par rapport au Statu quo. Les résultats de la  
 15 comparaison économique sont présentés au tableau 2, ils représentent des coûts additionnels  
 16 ou évités par rapport au Statu quo.

<sup>16</sup> La centrale de CAM utilise en fonctionnement normal, soit dans un scénario d’approvisionnement énergétique des IDLM basé sur la centrale de CAM, environ 98,7 % de mazout lourd et 1,3 % de diesel.

<sup>17</sup> Voir le tableau 30.1 du projet de règlement :  
<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=73247.pdf>

**TABLEAU 2 :  
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE<sup>18</sup>**

| <b>Période 2023-2055</b>                      | <b>M\$ act. 2023</b> |
|---|----------------------|
| <b>Charges</b>                                |                      |
| Contrat d'achat de l'énergie éolienne         | 116                  |
| Taxe sur les services publics                 | 1                    |
| Exploitation et maintenance du SSÉ            | 4                    |
| <b>Investissements</b>                        |                      |
| Investissement intégration parc éolien et SSÉ | 26                   |
| Poste de départ                               | 8                    |
| Subvention                                    | -9                   |
| <b>Bénéfices et coûts évités</b>              |                      |
| Maintenance centrale de CAM                   | 8                    |
| Carburant                                     | 169                  |
| Droits d'émissions de GES                     | 41                   |
| <b>Total (gain net)</b>                       | <b>72</b>            |

#### 5.4.3. Études de sensibilité

- 1 Le Distributeur a effectué des études de sensibilité sur les paramètres les plus susceptibles  
2 d'avoir un impact sur l'analyse économique afin d'en mesurer sa robustesse.
- 3 Le coût du carburant est un paramètre important de l'analyse économique. Ainsi, une  
4 augmentation de 10 % du coût du carburant représente des coûts évités additionnels de  
5 +17 M\$ act. 2023. A contrario, une baisse du coût du carburant de 10 % a un impact  
6 défavorable sur la valeur actualisée entre les deux scénarios de -17 M\$ act. 2023.
- 7 Le Distributeur a également effectué une analyse de sensibilité sur la valeur du SPEDE. Dans  
8 son analyse économique, le Distributeur a considéré une courbe des valeurs du SPEDE selon  
9 le prix plancher. En utilisant la valeur du SPEDE selon les prix moyens et plafond,  
10 l'implantation de PEDGI génère des coûts évités additionnels de +36 M\$ act. 2023 et de  
11 +54 M\$ act. 2023, pour les prix moyen et plafond respectivement.

<sup>18</sup> Taux d'actualisation considérant un coût en capital prospectif de 4,927 % et un taux d'inflation de long terme de 2 % (3,4 % pour 2023). Le coût d'emprunt et le taux de rendement s'appuient sur la décision D-2022-053 rendue par la Régie pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, mais le calcul du taux d'actualisation prend en compte la structure du capital présumé du Distributeur (65 % d'endettement et 35 % de capitaux propres).

1 Le Distributeur a effectué une sensibilité quant à la quantité d'énergie éolienne intégrée. Un  
 2 scénario pessimiste, qui consiste à intégrer moins d'énergie renouvelable que le scénario de  
 3 base, réduit de 16 M\$ act. 2023 l'écart entre les deux scénarios. Dans un scénario optimiste  
 4 dans lequel la quantité d'énergie intégrée est plus élevée que le scénario de base, l'impact net  
 5 favorable sur la valeur actuelle entre les deux scénarios est de 16 M\$ act. 2023.

6 Enfin, dans le cas du scénario de raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré en  
 7 2030 (année de mise en service que le Distributeur considère optimiste dans le contexte  
 8 actuel), la valeur actualisée de l'implantation de PEDGI demeure avantageuse représentant  
 9 un gain net de 3 M\$ act. 2023, soit 72 M\$ act. 2023 moins 69 M\$ act. 2023.

10 Le Distributeur estime par ailleurs que le raccordement du réseau des IDLM est le scénario de  
 11 conversion le moins favorable sur la valeur actualisée nette du projet de PEDGI. Le projet de  
 12 PEDGI sera donc économiquement avantageux selon tous les scénarios de conversion.

13 Le tableau 3 résume les études de sensibilité réalisées. Dans l'ensemble des options, les coûts  
 14 évités par l'implantation de PEDGI dans le réseau autonome des IDLM sont supérieurs aux  
 15 coûts aux investissements et aux charges.

**TABLEAU 3 :**  
**RÉSULTATS DES ÉTUDES DE SENSIBILITÉ**

| Variation   | Impact sur la valeur actualisée de l'analyse économique de 72 M\$ act. 2023 (gain net) |
|---|--|
| Augmentation de 10 % du coût du carburant           | +17 M\$ act. 2023  |
| Baisse de 10 % du coût du carburant                 | -17 M\$ act. 2023  |
| Prix du SPEDE moyen                                 | +36 M\$ act. 2023  |
| Prix du SPEDE plafond                               | +54 M\$ act. 2023  |
| Plus d'énergie intégrée (+5 %)                      | +16 M\$ act. 2023  |
| Moins d'énergie intégrée (-5 %)                     | -16 M\$ act. 2023  |
| Scénario de raccordement du réseau des IDLM en 2030 | -69 M\$ act. 2023  |

## 6. CONCLUSION

16 Le Contrat, négocié avec un fournisseur d'expérience, permet d'augmenter dès 2025 la  
 17 proportion d'énergie renouvelable intégrée au réseau des IDLM. Il amène une réduction  
 18 importante des émissions de GES associées à la production d'électricité dans ce réseau, de  
 19 l'ordre de 34 kilotonnes éq. CO<sub>2</sub> par année.

20 Les résultats des démarches de consultation effectuées à ce jour par le promoteur montrent  
 21 que le Projet est accueilli favorablement par le milieu, qui bénéficiera de retombées directes



- 1 sur toute la durée du Contrat grâce aux parts détenues à 50 % par un partenaire
- 2 communautaire.
- 3 Pour Hydro-Québec et sa clientèle, le Projet se présente comme un approvisionnement
- 4 avantageux selon tous les scénarios à l'étude pour la conversion du réseau des IDLM.

**Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le contrat d'approvisionnement en électricité produite à partir d'un parc éolien de 16,8 MW, situé dans le réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine, conclu avec Parc éolien de Grosse-Île S.E.C.**