

**DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ D'UN BLOC DE
6 MW DANS LE CADRE D'UN PROJET DE PRODUCTION
D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE	5
2. A/P 2015-01 ET CHOIX DU FOURNISSEUR	6
3. PROJET RETENU	7
4. MODALITÉS DU CONTRAT	7
4.1. Garanties au Contrat	8
4.2. Garanties à l'Entente de raccordement	8
4.3. Pénalités	9
5. DÉMONSTRATION QUE LE CONTRAT COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS, PERMETTANT DE RÉDUIRE LE COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE	9
5.1. Méthodologie d'évaluation	9
5.1.1. <i>Coût de l'électricité</i>	9
5.2. Résultats	10

1. CONTEXTE

1 Hydro-Québec Distribution (le « Distributeur ») a lancé, le 23 octobre 2015, un appel de
2 propositions (« A/P 2015-01 ») pour l'achat de 6 MW d'électricité produite à partir d'un parc
3 éolien situé aux Îles-de-la-Madeleine (« IDLM »). L'objectif de cet appel de propositions était
4 notamment de réaliser des économies par rapport au coût d'exploitation actuel de la centrale
5 à Cap-aux-Meules, de réduire le coût global de la production d'un kWh et de réduire les
6 émissions de gaz à effet de serre.

7 Cet appel de propositions s'inscrit en outre dans le continuum suivant :

- 8 • Dès 2005, la Régie, dans sa décision D-2005-178¹ demande au Distributeur de
9 déployer un système de jumelage éolien-diesel (JED) aux IDLM. Le Distributeur
10 amorce alors des discussions avec le milieu afin de valider l'acceptabilité d'un tel
11 projet.
- 12 • Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2008-2017², le Distributeur informe la
13 Régie qu'il prévoyait mettre en œuvre un projet JED de moins de 10 MW en
14 complément à la centrale de Cap-aux-meules. Ce choix de JED à faible pénétration
15 tenait compte des inquiétudes du milieu face à un projet plus important. Le projet
16 faisait suite à la commission sur le développement éolien aux IDLM tenue en 2007.
- 17 • En 2009, le plan stratégique³ d'Hydro-Québec énonce l'orientation de l'entreprise de
18 répondre aux besoins en électricité en favorisant les énergies renouvelables. Ainsi,
19 dans le plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur présente sa stratégie
20 globale pour les réseaux autonomes visant à réduire le recours aux centrales
21 thermiques et la consommation de carburant fossile. Dès lors, pour les IDLM, la
22 technologie éolienne, plus mature, présentait un potentiel intéressant considérant
23 notamment la qualité et la fréquence des vents.
- 24 • Entre 2011 et 2014, le Distributeur a défini le modèle d'affaires, réalisé une analyse
25 afin de préciser le concept, les coûts et l'échéancier du projet et en a évalué la
26 rentabilité. Ces travaux ont permis de démontrer la faisabilité technique d'un projet de
27 JED de 6 MW à Cap-aux-Meules.⁴
- 28 • Malgré son étroite collaboration avec la communauté, le choix du site d'implantation
29 constituait alors un enjeu majeur pour l'acceptabilité sociale⁵. Les autorités
30 compétentes des IDLM ont finalement retenu le site d'implantation de la Dune-du-
31 Nord.

¹ D-2005-178, page 32 à 35.

² R-3648-2007, HQD-2, document 1, page 24

³ *Plan stratégique 2009-2013* d'Hydro-Québec, page 54

⁴ D-2015-013, paragraphe 147.

⁵ État d'avancement 2012 du PA 2011-2020

1 En parallèle de l'A/P 2015-01, qui repose sur un long historique de collaboration avec le
2 milieu, Hydro-Québec a pris acte de la *Politique énergétique 2030 – L'Énergie des*
3 *Québécois : Source de croissance* du gouvernement du Québec. La conversion des réseaux
4 autonomes a été inscrite dans le Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec et dans le
5 Plan d'approvisionnement 2017-2026⁶.

6 Dans ce contexte, Hydro-Québec a lancé une étude d'avant-projet visant à évaluer la
7 faisabilité technique et économique d'un raccordement au réseau intégré, conçu comme un
8 projet compatible avec l'A/P 2015-01. Dans la foulée de cette étude, le Distributeur a mis sur
9 pied une table d'échange avec les représentants de la Communauté maritime des Îles-de-la-
10 Madeleine pour explorer les différentes sources d'approvisionnement possibles pour
11 compléter la transition énergétique. Les échanges ont mené à l'annonce, le 25 mai 2018, du
12 raccordement des IDLM au réseau principal grâce à un câble sous-marin, de même que le
13 développement d'un microréseau en partenariat avec le milieu.

14 Le contrat issu de l'A/P 2015-01 (le « Contrat ») constitue une première phase de la transition
15 énergétique pour la conversion du réseau autonome des IDLM.

16 Le Distributeur rappelle ses orientations en matière de conversion des réseaux autonomes, à
17 savoir que les projets retenus doivent être techniquement réalisable, économiquement
18 rentable, acceptable d'un point de vue environnemental et accueilli favorablement par la
19 communauté.

20 Outre la faisabilité technique du projet, le Contrat permettra de réduire les émissions de gaz
21 à effet de serre de la centrale thermique de Cap-aux-Meules d'environ 13% par année, soit
22 l'équivalent de 17 000 t éq.CO₂.

23 Au surplus, le Contrat génère des retombées économiques locales et régionales, notamment
24 grâce au partenariat avec la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-
25 Madeleine.

26 Finalement, le Contrat permettra de réduire les coûts d'approvisionnement en mazout lourd
27 pour la centrale thermique de Cap-aux-Meules.

28 Le Distributeur demande ainsi l'approbation du Contrat par la Régie de l'énergie.

2. A/P 2015-01 ET CHOIX DU FOURNISSEUR

29 Le Distributeur a mené un processus d'appel de propositions dans lequel il s'est adjoint les
30 services de la firme Raymond Chabot Grant Thornton pour agir comme représentant officiel
31 (le « Représentant officiel »).

32 Une conférence préparatoire a été tenue le 2 novembre 2015 à Montréal. Du 23 octobre
33 2015 au 29 septembre 2017, le Distributeur a répondu aux questions transmises par le

⁶ R-3986-2016, HQD-2, document 1 (B-0010), page 10.

1 Représentant officiel. Toutes les questions et réponses ont été publiées sur le site Web du
2 Distributeur.

3 Les intéressés à soumissionner ont remis au Représentant officiel un formulaire d'inscription
4 dûment complété le ou avant le 25 août 2017 à 16h00 (heure de Montréal) pour signifier leur
5 intention de présenter une soumission. Après le dépôt des soumissions, des conférences
6 téléphoniques en compagnie du Représentant officiel ont été tenues avec certains
7 soumissionnaires afin d'obtenir des précisions requises par le Distributeur.

8 Le Distributeur, assisté du Représentant officiel, a procédé à l'ouverture publique des
9 soumissions le 12 octobre 2017 dans l'auditorium du siège social d'Hydro-Québec. Au total,
10 le Distributeur a reçu trois (3) soumissions pour une puissance installée recherchée de 6 MW
11 (plus ou moins 10%). Étant donné que chaque soumission pouvait comporter jusqu'à deux
12 (2) variantes, deux (2) soumissionnaires ont proposé une variante en plus de leur offre
13 principale. Ainsi, le Distributeur a reçu cinq (5) propositions au total. Aucune soumission n'a
14 été sujette au rejet automatique à la suite de l'ouverture des soumissions.

15 Sur les cinq (5) propositions reçues, une (1) s'est révélée non-conforme, de sorte que quatre
16 (4) propositions conformes ont été évaluées selon le critère du coût de l'électricité.

3. PROJET RETENU

17 À la suite de l'analyse des soumissions et de la rencontre du comité d'appel de propositions
18 présidé par le président du Distributeur, tenue le 21 février 2018, le Distributeur a retenu la
19 proposition de « Parc Éolien de la Dune-du-Nord S.E.C. » (le «Fournisseur»). Le Fournisseur
20 assurera le développement, la construction et l'exploitation du parc éolien intégré au réseau
21 de la centrale de Cap-aux-Meules.

22 La Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-îles-de-la-Madeleine (la « Régie
23 intermunicipale ») est partenaire-investisseur dans le projet à hauteur de 50% de la mise de
24 fonds requise, en vertu d'une Entente de participation avec Valeco Énergie Québec (25%) et
25 Plan A Capital (25%).

4. MODALITÉS DU CONTRAT

26 La puissance contractuelle inscrite au Contrat est de 6,4 MW, pour une énergie contractuelle
27 de 29 380 MWh/an. Les livraisons ne peuvent excéder 6,0 MW. La durée du Contrat est de
28 20 ans et la date de garantie du début des livraisons est le 1^{er} octobre 2019.

29 Le Fournisseur doit assumer le risque associé à la réalisation du projet. Il lui appartient
30 notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les permis
31 requis à cet égard.

4.1. Garanties au Contrat

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

3 Afin de garantir son engagement à débiter la livraison de l'énergie contractuelle à la date
4 garantie de début des livraisons (le 1^{er} octobre 2019), le Fournisseur doit remettre au
5 Distributeur, à la signature du Contrat, une garantie de début des livraisons d'un montant
6 égal au produit de la puissance contractuelle et 20 000 \$.

7 Afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu du Contrat, pour la
8 période débutant à la date de début des livraisons jusqu'à la fin du *contrat*, le Fournisseur
9 doit déposer des garanties d'exploitation auprès du Distributeur pour les montants et selon
10 les échéances suivantes :

- 11 • À la date de début des livraisons, un montant égal au produit de la puissance
12 contractuelle et 25 000 \$;
- 13 • Au dixième (10^e) anniversaire de la date de début des livraisons, le montant de
14 garanties est augmenté à un montant égal au produit de la *puissance contractuelle* et
15 40 000 \$.

16 Finalement, afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu de
17 l'article 24.4 du Contrat, dans les délais qui y sont établis, le Fournisseur doit déposer, au
18 dixième (10^e) anniversaire de la *date de début des livraisons*, des garanties de
19 démantèlement auprès du Distributeur pour un montant égal à l'estimation du coût net de
20 démantèlement. Dans l'année précédant l'échéance de dépôt de la Garantie de
21 démantèlement, le Distributeur mandatera une firme d'experts indépendants pour évaluer le
22 coût net de démantèlement du parc éolien à la fin du Contrat. Le Fournisseur s'engage à
23 collaborer avec la firme mandatée et à lui donner accès aux informations utiles et
24 raisonnables pour évaluer le coût net de démantèlement du parc éolien.

4.2. Garanties à l'Entente de raccordement

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

27 La garantie d'un montant total de deux millions cinq cent cinquante mille dollars
28 (2 550 000 \$) représente 50 % des coûts estimés des travaux d'intégration.

29 La garantie doit être déposée selon l'échéancier mentionné ci-après :

- 30 1) À la signature de l'Entente de raccordement, une garantie au montant de cinq
31 cent dix mille dollars (510 000\$) pour couvrir des coûts reliés aux études et
32 travaux requis pour le raccordement au réseau des installations ;

1 2) Au plus tard le 1er octobre 2018, une garantie additionnelle au montant de
2 deux millions quarante mille dollars (2 040 000\$) pour couvrir le coût des
3 travaux de raccordement qui devraient débiter à l'automne 2018.

4 En tout temps, le Distributeur pourra exiger une garantie additionnelle afin de couvrir 100 %
5 des coûts estimés des travaux d'intégration si les travaux de construction des installations ne
6 sont pas, de l'avis du Distributeur, suffisamment avancés pour assurer que la mise en
7 service des installations ait lieu dans les délais prévus ou pour tout autre motif raisonnable.

4.3. Pénalités

8 Le Contrat prévoit, à l'article 29, des pénalités pour retard relatif au début des livraisons, sauf
9 s'il s'agit d'un retard du Distributeur à compléter les travaux d'intégration à la date convenue.
10 La pénalité correspond à un montant de 55 \$/MW multiplié par la puissance contractuelle,
11 pour un montant maximum égal au produit de la puissance contractuelle et 20 000 \$
12 (128 000 \$).

13 À l'article 30, des pénalités sont prévues en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle. Le
14 coût de remplacement est basé sur le prix du combustible multiplié par le nombre de MWh
15 non livré, multiplié par le rendement de la Centrale au 3^e anniversaire de la date de début
16 des livraisons.

5. DÉMONSTRATION QUE LE CONTRAT COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS, PERMETTANT DE RÉDUIRE LE COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE

5.1. Méthodologie d'évaluation

5.1.1. Coût de l'électricité

17 Chacune des propositions a été évaluée de façon individuelle afin d'établir leur coût unitaire
18 de l'électricité.

19 Pour l'ensemble des vingt (20) années contractuelles, le coût annuel de l'énergie a été
20 calculé, lequel correspond au produit des quantités d'énergie contractuelle et du prix offert
21 par le soumissionnaire, indexé à l'IPC. À ces coûts, sont ajoutés les coûts de raccordement
22 des éoliennes au réseau des Îles-de-la-Madeleine.

23 Pour établir le coût unitaire d'électricité, les flux monétaires annuels de la somme de ces
24 coûts, sur la durée du contrat, ont été actualisés, puis divisés par l'énergie estimée pouvant
25 être intégrée au réseau sur la même période.

26 Le classement des propositions a été réalisé sur la base de ce coût unitaire, exprimé en
27 \$2016/MWh.

5.2. Résultats

1 La proposition retenue correspondant à la variante proposée par le Fournisseur représente
2 un coût unitaire de l'électricité de 137,33 \$2016 /MWh (ou 141,48 \$2018 /MWh).

3 Cette proposition permettra de générer des économies estimées à 26,6 M\$ (\$ actualisés
4 2018) sur la durée du Contrat et sont attribuables principalement à la réduction des quantités
5 prévues de combustible à la Centrale thermique de Cap-aux-Meules. La proposition retenue
6 permettra ainsi d'éviter l'utilisation d'environ 5 millions de litres de combustible annuellement
7 et par le fait même de réduire l'émission d'environ 13% de GES par année, soit quelque
8 17 000 t éq.CO₂. Outre le combustible, l'évaluation des économies considère la réduction du
9 coût de maintenance, des droits d'émission de gaz à effet de serre et des pertes de transport
10 sur le réseau.

11 Par ailleurs, bien qu'Hydro-Québec ait annoncé le raccordement des IDLM au réseau intégré
12 par câble sous-marin, ce projet devra faire l'objet d'un dossier distinct déposé à la Régie de
13 l'énergie, dans lequel le Distributeur y présentera l'évaluation économique spécifique à ce
14 projet.