

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DU ROÉÉ**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DU ROÉÉ À HYDRO-QUÉBEC
Hydro-Québec — Demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2020-2029
d’Hydro-Québec

CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

1. Références

- (i) B-0076, HQD-4, doc. 3.1, *Complément de preuve n°2 - Îles-de-la-Madeleine*, p. 5 ;
- (ii) B-0185, HQD-4, doc. 3.3, *Complément de preuve n°4 - Îles-de-la-Madeleine*, p. 5 ;
- (iii) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 32.

Préambule

- (i) « [...] Le Distributeur réitère qu’au terme de l’avant-projet, il aura une meilleure estimation des coûts et une meilleure appréciation des risques liés au raccordement. Il pourra alors déterminer si l’option du raccordement demeure la plus avantageuse sur la base de ses quatre critères et en fera la démonstration à la Régie au moment opportun, conformément au cadre réglementaire en vigueur ». (Nous soulignons).
- (ii) « Le Distributeur poursuit les études techniques et économiques prévues dans le cadre du Projet, incluant notamment la phase 2 des relevés marins qui devrait se terminer en août 2021. Le tableau 1 présente le statut des activités du scénario de raccordement via la Gaspésie.

TABLEAU 1 :
SUIVI DES ACTIVITÉS SUR LE RACCORDEMENT DES IDLM VIA LA GASPÉSIE

Activités à réaliser	Statut
Études techniques et économiques pour la liaison entre les postes convertisseurs (fourniture, ligne souterraine, ligne aérienne)	complété pour les besoins de l’analyse comparative
Composantes techniques et économiques des postes convertisseurs à préciser	en cours
Acquisition d’information géophysique et acquisition d’information géotechnique (phase 2 des relevés marins)	en cours
Tracé des câbles pour la portion marine et terrestre à préciser	en cours
Étude d’impacts sur l’environnement	en cours

»

(iii) « 5.3. Obtention des autorisations d’organismes autres que la Régie de l’énergie

Le tableau 6 présente les résultats d’un exercice préliminaire, similaire à celui de l’analyse de risques effectuée pour l’acceptabilité sociale et environnementale, couvrant l’obtention des autorisations déterminantes pour les scénarios retenus S-3, S-6 et S-15.

En termes d’obtention des autorisations légales requises auprès d’organismes autres que la Régie, le Distributeur estime que les risques résiduels après l’application de mesures 6 d’atténuation sont de faibles à modérés.

TABLEAU 6 :
RISQUES LIÉS AUX AUTORISATIONS REQUISES

Risque	Mesures d'atténuation	Risque résiduel	
Raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie, avec centrale en moyen de GDP			
1	<i>Loi sur les pêches</i> : travaux en eau dans l'habitat des espèces pêchées	Travaux sur une courte période (une saison de pêche)	Modéré
2	<i>Loi sur les espèces en péril</i> : baleine noire, rorqual bleu et tortue luth (espèces en péril)	Surveillance en continu des baleines à statut particulier et de la tortue luth	Modéré
3	<i>Loi sur la qualité de l'environnement</i>	Atténuer et compenser les impacts sur les milieux humides et hydriques	Faible
Conversion de la centrale au GNL-R			
4	<i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> : Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement du BAPE	Traçabilité du combustible ; se conformer aux normes environnementales en matière d'émissions atmosphériques	Modéré
Conversion de la centrale au GNL-R et ajout d'éoliennes¹			
5	<i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> : Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement du BAPE	Réduire, atténuer et compenser les impacts ; limiter le nombre d'éoliennes en fonction des contraintes du milieu	Modéré
6	<i>Loi sur l'aéronautique</i>	Ajout d'éoliennes dans le même secteur que les éoliennes existantes ; validation tôt dans le processus du projet	Faible

Note 1 : Le risque 4 et la mesure d'atténuation afférente s'appliquent aussi au scénario.
Acronyme utilisé : BAPE – Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

»

Demandes

1.1. Concernant la référence i), veuillez préciser quel serait le « moment opportun » lors duquel Hydro-Québec ferait la démonstration de l'estimation des coûts et de l'appréciation des risques liés au raccordement. Notamment, veuillez indiquer si cette démonstration serait effectuée dans le cadre du rapport annuel, dans le cadre de l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement actuel, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement ou lors du recalibrage des tarifs en 2025-2026.

Réponse :

1 **La présentation des coûts sera faite à l'occasion de la demande d'autorisation**
2 **présentée par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur)**
3 **conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.**

1.2. Veuillez indiquer si les suivis des activités de raccordement tels que présentés en référence ii) seront déposés simultanément à la démonstration « au moment opportun » dont il est question en référence i). Sinon, veuillez indiquer pourquoi.

Réponse :

4 **Les aspects techniques et économiques ainsi que le détail des travaux de**
5 **raccordement seront également présentés par le Transporteur dans le cadre de**
6 **la demande d'autorisation de projet, conformément à l'article 73 de la *Loi sur la***
7 ***Régie de l'énergie*. Le suivi des activités d'information et de consultation du**
8 **public sera également déposé à cette occasion.**

1 **Quant à l'étude d'impacts sur l'environnement, elle sera déposée auprès du**
2 **Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques**
3 **(MELCC).**

1.2.1. Veuillez indiquer si les « activités en cours » sont terminées et/ou si elles sont susceptibles de retarder le dépôt des suivis.

Réponse :

4 **Les activités sont toujours en cours.**

1.3. Pour chacune des lois énumérées en référence iii), veuillez identifier quels sont les permis et autorisations qui y sont associés, ainsi qu'une estimation du temps requis pour les obtenir.

Réponse :

5 **À titre indicatif, Hydro-Québec estime que le délai de traitement des demandes**
6 **d'autorisations devrait se situer entre 3 et 18 mois :**

- 7 • ***Loi sur les pêches*, permis en vertu de l'article 35, délai de traitement**
8 **d'environ 12 mois ;**
- 9 • ***Loi sur les espèces en péril*, permis en vertu de l'article 73, délai de**
10 **traitement d'environ 12 mois ;**
- 11 • ***Loi sur la qualité de l'environnement*, certificat d'autorisation en vertu**
12 **de l'article 31.1, délai de traitement d'environ 12 à 18 mois (audience du**
13 **BAPE possible) ;**
- 14 • ***Loi sur l'aéronautique*, avis au ministre fédéral des transports en vertu**
15 **de l'article 601.24 du *Règlement de l'aviation canadien*, délai de**
16 **traitement d'environ 3 à 6 mois.**

1.3.1. Veuillez définir concrètement la différence entre un risque résiduel « faible », « moyen » et « élevé » aux fins de la référence iii).

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
18 **CMIDLM à la pièce HQD-12, document 5.**

1.4. Veuillez présenter le plan de contingence, ou le scénario alternatif, d'Hydro-Québec dans l'éventualité où le projet ne pourrait pas être mis en œuvre ou serait retardé de plusieurs années?

Réponse :

1 Le Distributeur n'est pas en mesure de se prononcer, à ce stade-ci, sur un plan
2 de contingence précis ou sur le scénario alternatif qui serait retenu, dans
3 l'éventualité où le scénario S-3 ne pourrait pas être mis en œuvre ou serait
4 retardé de plusieurs années.

5 Comme mentionné en réponse à la question 3.5 de la demande de
6 renseignements n° 1 de la CMIDLM à la pièce HQD-12, document 5, le
7 Distributeur analyse en parallèle la possibilité d'expansion du parc éolien de la
8 Dune-du-Nord. Un tel projet aurait pour effet de réduire la charge sur la centrale
9 de Cap-aux-Meules et ainsi de mitiger le risque d'un retard dans le déploiement
10 de la solution de stratégie de conversion du réseau des IDLM à des énergies
11 renouvelables.

1.4.1. S'il n'existe pas un tel plan ou scénario alternatif, veuillez préciser les motifs qui justifient ce choix.

Réponse :

12 Le Distributeur n'a actuellement aucun motif pour douter de la faisabilité du
13 scénario S-3. Selon l'échéancier actuel, le Transporteur prévoit être en mesure
14 de sécuriser l'approvisionnement des câbles et convertisseurs en 2023. Dans
15 l'éventualité d'un report de quelques années, jugé peu probable à ce stade-ci,
16 le Distributeur n'anticipe pas de difficulté à assurer la fiabilité d'alimentation du
17 réseau des IDLM.

18 Une étude d'avant-projet pour un scénario alternatif, permettant d'en accélérer
19 le déploiement, requerrait du temps et d'importantes ressources monétaires et
20 humaines. Dans les circonstances actuelles, le Distributeur juge déraisonnable
21 d'entreprendre une telle démarche.

CONTEXTE**2. Références**

- (i) B-0076, HQD-4, doc. 3.1, *Complément de preuve n°2 - Îles-de-la-Madeleine*, p. 5.
- (ii) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 25.
- (iii) Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec, page 8, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>
- (iv) Hydro-Québec. (2020). *Rapport final - Consultation du secteur de la production d'électricité*, p. 3, en ligne : <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/rapport-final-cspe-hq-2020-11-12.pdf>.

Préambule

Réf. i) :

« Au printemps 2018, le Distributeur a pris la décision de ne pas solliciter le marché avec un appel de propositions, comme il l'avait initialement prévu. En effet, au terme de la phase 1 de l'avant-projet, le Distributeur a jugé peu probable qu'une solution alternative à une alimentation de source thermique puisse se révéler plus avantageuse que celle du raccordement sur la base de ses quatre critères. Outre une réduction des émissions de GES de 94 % par rapport au scénario statu quo, le scénario de raccordement laisse présager un avantage économique de 20 % pour le Distributeur comme le montre le tableau 1. » (Nous soulignons)

Réf ii) :

« Au tableau 2 intitulé VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M\$ ACTUALISÉS 2021, on constate que le scénario de raccordement laisse présager un avantage économique d'environ 10 % pour le Distributeur »

Réf iii) :

Hydro-Québec présente le changement de paradigme qui justifie le dépôt du nouveau Plan stratégique 2022-2026.

Réf iv) :

« Plusieurs participants appellent à un changement de paradigme dans la planification du réseau en cherchant à rapprocher les lieux de production des centres de consommation, et ainsi adapter la production aux ressources locales et réduire les coûts de distribution. Rémunérer les producteurs indépendants pour les services qu'ils peuvent rendre au réseau est une autre avenue pour optimiser. »

Demande

2.1. À la lumière des références i) à iii), est-ce que Hydro-Québec reconnaît qu'il y a eu un changement rapide du contexte énergétique du réseau intégré au Québec, notamment au niveau de l'accroissement de la demande et de l'avantage économique de l'option de raccordement, depuis le choix initial par Hydro-Québec de la solution privilégiée du raccordement des IDLM au réseau intégré ? Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

1 **Le Distributeur reconnaît qu'il y a eu une évolution du contexte énergétique du**
2 **Québec par rapport à ce qui était prévu lors de la préparation du Plan**
3 **d'approvisionnement 2020-2029, notamment en raison des efforts de**
4 **décarbonation, laquelle s'est traduite par une hausse de la prévision de la**
5 **demande sur le réseau intégré, comme présenté dans l'État d'avancement 2021**
6 **du Plan d'approvisionnement 2020-2029 et dans le Plan stratégique 2022-2026.**
7 **En ce qui concerne l'avantage économique de l'option de raccordement**
8 **comparativement au scénario statu quo, celui-ci est passé de 20 % en 2018 à**
9 **11,5 % dans le cadre de l'analyse comparative actuelle, en se basant sur les**
10 **médianes de coût. Ce changement s'explique par l'évolution de l'ensemble des**
11 **paramètres de l'analyse. Voir aussi les réponses aux questions 2.1 et 2.2 de la**

1 demande de renseignements n° 5 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-12,
2 document 3.

2.2. Le rapprochement du lieu de production des centres de consommation, dont il est question en référence iv), est-il pris en compte par Hydro-Québec dans ses démarches et ses analyses entourant les scénarios présentés à la Régie et le choix de la solution privilégiée ?

Réponse :

3 D'abord, le Distributeur précise que la consultation mentionnée en référence iv)
4 avait pour objectif de mesurer la perception des acteurs du secteur de la
5 production d'électricité sur les processus d'appels d'offres passés
6 d'Hydro-Québec et de connaître leurs attentes pour les appels d'offres à venir.
7 L'extrait cité en référence iv) constitue une approche souhaitée par des
8 participants à cette consultation.

9 Pour la transition énergétique du réseau des IDLM, le rapprochement du lieu de
10 production des centres de consommation aurait toutefois pour effet de
11 multiplier les sources de production et, par le fait même, induirait une
12 augmentation des coûts.

13 Par ailleurs, le Distributeur ne peut se prononcer, sans une analyse plus
14 concrète, quant aux autres critères qui le guident dans le choix des projets de
15 conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables (fiabilité de
16 l'approvisionnement, réduction des émissions de GES et acceptabilité sociale)
17 par rapport au rapprochement du lieu de production des centres de
18 consommation.

2.2.1. Si oui, comment ?

Réponse :

19 Sans objet.

2.2.2. Si non, pourquoi ?

Réponse :

20 Voir la réponse à la question 2.2.

UTILISATION DE LA CENTRALE DE CAP-AUX-MEULES

3. Références

- (i) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 13.

Préambule

Réf. i) : Le scénario S3 prévoit que la centrale de Cap-aux-Meules serait démarrée pour un total de 100 heures par année comme moyen de gestion de la demande en puissance, en sus de l'utilisation mentionnée au scénario S-2.

Demande

3.1. Veuillez indiquer si, théoriquement, en plus d'être un moyen de GDP aux IDLM, la centrale de Cap-aux-Meules pourrait aussi être utilisée en tant que "peaker" ou (centrale de pointe) et en tant que réserve tournante ou permanente pour le réseau intégré.

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en tant**
2 **que moyen de GDP, comme considéré pour le scénario S-3, s'apparente**
3 **justement à une utilisation en tant que centrale de pointe, comme suggéré par**
4 **l'intervenant dans sa question.**

5 **Voir également la réponse à la question 8.7 de la demande de renseignements**
6 **n° 1 de la CMIDLM à la pièce HQD-12, document 5, quant à l'opportunité**
7 **potentielle de profiter du lien bidirectionnel pour une utilisation accrue lors des**
8 **pointes.**

9 **Quant à l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en tant que réserve**
10 **tournante ou permanente pour le réseau intégré, bien qu'une telle utilisation**
11 **puisse être théoriquement possible, l'apport réel en puissance serait marginal**
12 **pour le réseau intégré. Toutefois, et c'est un élément majeur, une telle**
13 **utilisation en continu irait à l'encontre des efforts de décarbonation, sauf si un**
14 **combustible carboneutre de substitution devenait disponible en quantité**
15 **suffisante et à prix compétitif.**

3.1.2. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 3.1.**

3.2. Veuillez expliquer si l'impact de la réduction du niveau de charge minimum des groupes diesels et l'achat de groupes diesels de puissances inférieures pourraient permettre de modifier le taux de pénétration éolienne et/ou à investir dans des technologies de chauffage plus efficaces de manière à optimiser la rentabilité de l'investissement et la contribution des scénarios concernés à la réduction des GES.

Réponse :

17 **La réduction du régime minimum de la centrale de Cap-aux-Meules, par le biais**
18 **de modifications des groupes diesels existants ou par l'ajout de groupes**

1 diesels de puissance inférieure, est une avenue qui est effectivement
2 susceptible de favoriser le taux de pénétration de l'énergie éolienne. Une telle
3 approche comporte certains avantages, mais aussi certains inconvénients.
4 L'ajout d'un groupe de puissance inférieure entraînerait en effet des coûts
5 d'investissements et d'opération supérieurs à l'ajout d'un compensateur
6 synchrone. La modification des groupes diesel existants représenterait
7 également d'importants coûts d'investissements, de possibles enjeux de
8 fiabilité et des gains potentiels limités.

9 Dans le cadre de son analyse, le Distributeur a choisi de retenir des concepts
10 qui misent plutôt sur l'ajout d'inertie au réseau par le biais de compensateur(s)
11 synchrone(s), combiné à des systèmes de stockage. Le concept retenu pour le
12 scénario S-7 intègre une réduction du régime minimum en permettant
13 l'opération à un seul groupe diesel (minimum actuel à deux). Les concepts
14 préliminaires retenus pour les scénarios S-8, S-9 et S-10 considèrent quant à
15 eux la possibilité d'un arrêt complet de la centrale de Cap-aux-Meules.

16 Concernant les technologies de chauffage plus efficaces, le Distributeur
17 reconnaît qu'il s'agit d'une piste d'optimisation intéressante dans une phase
18 subséquente de la transition énergétique du réseau des IDLM, mais ne
19 comprend pas le lien que tente de faire l'intervenant avec la première portion
20 de la question.

PUEÉ ET GDP

4. Références

- i) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 6 et 11.
- ii) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 15 et 16 (scénarios 7, 8, 9 et 10).

Préambule

Réf. i) :

« Bien que la source d'alimentation principale du réseau des IDLM soit l'objet de la présente phase, il est probable que des optimisations puissent être ultérieurement apportées au scénario retenu. À titre d'exemples, des solutions potentielles en efficacité énergétique, en gestion de pointe, en valorisation des rejets thermiques et de l'énergie excédentaire devraient être explorées par la suite.

[...]

La fin graduelle du PUEÉ, qui aura pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), est également prise en compte pour l'ensemble des scénarios, à l'exception du statu quo. Afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage, le Distributeur intègre le déploiement de mesures d'efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande. [...] L'ajout de ces mesures d'efficacité

énergétique permettra de réduire de plus de 5 MW et 20 GWh par année la charge projetée, trois ans après la mise en service du scénario privilégié visant la source principale d'alimentation. ».

Réf. ii) : Les quatre scénarios éoliens intègrent du stockage électrique, en prévoyant l'« ajout de systèmes de stockage par batteries ».

Demandes

4.1. Veuillez confirmer la compréhension du ROÉÉ qu'aucun stockage thermique chez la clientèle n'a été considéré à l'étape de la planification en tant qu'élément d'optimisation de la stratégie de décarbonation au sein du PUEÉ.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme la compréhension de l'intervenant, le stockage**
2 **thermique chez la clientèle n'a pas été considéré dans l'analyse réalisée dans**
3 **le cadre de la présente phase de la transition énergétique du réseau des IDLM.**
4 **Le Distributeur rappelle que, comme précisé dans la pièce HQD-11, document 1**
5 **(B-0204), page 6, lignes 15 à 19, une telle piste d'optimisation pourrait faire**
6 **l'objet d'une analyse ultérieure.**

4.2. Veuillez confirmer la compréhension du ROÉÉ à l'effet que le stockage thermique chez la clientèle pourrait favoriser l'utilisation optimale d'électricité éolienne excédentaire qui serait autrement inutilisée, et conséquemment, accroîtrait le potentiel de décarbonation de ce type de production.

Réponse :

7 **Le Distributeur confirme la compréhension de l'intervenant que le stockage**
8 **thermique chez la clientèle serait susceptible de favoriser l'utilisation de**
9 **l'énergie éolienne excédentaire. Toutefois, comme la majeure partie de l'énergie**
10 **éolienne excédentaire se concentre en période estivale, le potentiel pour le**
11 **chauffage des bâtiments est limité, sauf dans les scénarios à très forte**
12 **pénétration d'énergie éolienne, comme pour le scénario S-10 par exemple.**
13 **Cette technologie pourrait effectivement accroître le potentiel de**
14 **décarbonation, mais l'intérêt pour la clientèle et la rentabilité économique**
15 **seraient à démontrer.**

16 **Comme le scénario S-3 prévoit que l'énergie éolienne excédentaire sera**
17 **pratiquement nulle après la mise en service du raccordement, le stockage**
18 **thermique n'aurait pas d'effet sur celle-ci.**

COÛTS DES COMBUSTIBLES

5. Références

- i) B-0248, HQD-12, doc. 1, *Réponse d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignement n°10 de la Régie*, p. 32 et 33.
- ii) B-204, HQD-11, document 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 26.
- (ii) Annual Energy Outlook March 2022, <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEWjBnK-YvqX3AhVWVc0KHT9VAIoQtWj6BAgNEAE&url=https%3A%2F%2Fwww.eia.gov%2Foutlooks%2Faeo%2F&usq=AOvVaw0jiYot-6TeZH7-6PV-4hX>

Préambule

Réf. i) : (voir la page suivante)

TABLEAU R-5.11 :
PROJECTION DES COÛTS DES COMBUSTIBLES ET GES

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Mazout lourd (c/litre)	55,9	53,6	54,0	57,7	61,4	64,5	68,1	72,2	75,7	80,0	83,4	87,1	90,2	93,3	96,3	99,9	103,5	107,6	110,2	115,8	120,2	124,0	128,5
Diesel - sans SPEDE (c/litre)	77,0	74,1	74,8	79,8	84,7	89,1	94,2	99,8	104,6	110,3	115,1	120,1	124,4	128,6	132,7	137,6	142,6	148,1	151,7	159,3	165,3	170,6	176,7
Diesel - avec SPEDE (c/litre)	83,1	80,6	81,7	87,3	92,8	97,7	103,5	109,8	115,3	121,9	127,5	133,5	138,8	144,1	149,3	155,5	161,8	168,8	173,9	183,2	191,1	198,3	206,4
GNL/R (\$/m3)																							
GNL (\$/m3)																							
Biomasse (\$/t)	146,0	147,5	148,9	150,4	151,9	153,4	155,0	156,5	158,1	159,7	161,3	162,9	164,5	166,2	167,8	169,5	171,2	172,9	174,6	176,4	178,1	179,9	181,7
Prix des GES (\$CA/t)	22,5	23,8	25,5	27,4	29,5	31,7	34,1	36,7	39,4	42,4	45,6	49,0	52,7	56,6	60,9	65,5	70,4	75,7	81,4	87,5	94,1	101,2	108,8

	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067
Mazout lourd (c/litre)	132,4	133,9	140,9	145,6	149,1	153,2	158,2	163,5	169,5	175,7	182,1	188,8	195,7	202,9	210,3	218,0	226,0	234,4	243,0	251,9	261,2	270,9	280,9	291,2
Diesel - sans SPEDE (c/litre)	182,1	184,1	193,7	200,2	205,1	210,7	217,5	224,9	233,1	241,6	250,4	259,5	269,0	278,8	289,0	299,6	310,5	321,9	333,7	346,0	358,7	371,9	385,5	399,7
Diesel - avec SPEDE (c/litre)	214,1	218,5	230,7	240,0	247,8	256,6	266,9	278,0	290,2	303,0	316,4	330,5	345,3	360,9	377,2	394,4	412,6	431,6	451,7	472,8	494,9	518,0	542,3	567,6
GNL/R (\$/m3)																								
GNL (\$/m3)																								
Biomasse (\$/t)	183,5	185,4	187,2	189,1	191,0	192,9	194,8	196,8	198,8	200,7	202,7	204,8	206,8	208,9	211,0	213,1	215,2	217,4	219,5	221,7	224,0	226,2	228,5	230,7
Prix des GES (\$CA/t)	117,0	125,8	135,2	145,4	156,3	168,1	180,7	194,3	208,9	224,6	241,5	259,7	279,2	300,2	322,8	347,0	373,1	401,2	431,4	463,8	498,7	536,2	576,5	619,9

« Mazout lourd et diesel : projection basée sur la prévision centrée de l'Annual Energy Outlook de EIA publiée en février 2021, intégrant les coûts de transport jusqu'à la centrale de Cap-aux-Meules. »

Réf ii) : « Le tableau 3 présente, pour chacun des scénarios analysés, une appréciation des différentes options sur la base des quatre critères qui guident le Distributeur dans le choix d'une source d'alimentation principale pour le réseau des IDLM.

TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES

Scénarios	Économique p/r au statu quo	Réduction de GES p/r au statu quo	Acceptabilité sociale	Fiabilité d'approvision- nement
S1 - Statu quo	-	-	-	
S2 - Raccordement (Percé)	-106 M\$	-97,5%	76%	
S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP	-302 M\$	-94,5%	76%	
S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse)	3 M\$	-85,7%	76%	
S5 - Conversion GNL	-171 M\$	-32,5%	28%	
S6 - Conversion GNL-R	-279 M\$	-92,0%	31%	
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	-273 M\$	-11,8%	59%	
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	-514 M\$	-35,0%	59%	
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	-239 M\$	-53,9%	59%	
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	-31 M\$	-72,0%	59%	
S11 - Solaire 10 MW + diesel	-39 M\$	11,9%	43%	
S12 - Solaire 20 MW + diesel	-36 M\$	8,7%	43%	
S13 - Biomasse (3 chaudières)	429 M\$	-99,6%	26%	
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	99 M\$	-97,6%	26%	
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	-496 M\$	-94,0%	31%-59%	
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	-585 M\$	-95,4%	31%-59%	
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	-485 M\$	-94,3%	31%-59%	

Notes :

Critère économique : écarts par rapport au *statu quo* en M\$ actualisés 2021 selon la médiane, à l'exception des scénarios S-2 et S-5 pour lesquels les écarts à l'estimation sont présentés, puisque les médianes n'ont pas été évaluées (voir la section 3.3.4).

Critère de réduction des émissions de GES : écarts par rapport au *statu quo*.

Critère d'acceptabilité sociale : niveaux de favorabilité mesurés lors de la consultation (voir la section 3.3.2). Pour les scénarios GNL-R (scénarios S-6, S-15, S-16 et S-17), niveau de favorabilité mesuré pour les combustibles carboneutres. Pour les combinaisons de filières, fourchette des niveaux de favorabilité présentée, soit le plus faible et le plus élevé obtenus par filière.

»

En référence ii), on constate que le scénario S3 permet d'économiser 302 M\$ par rapport au statu quo.

Demandes :

5.1. Veuillez reproduire le tableau R-5.11 (en réf. i)) avec les données de *l'Annual Energy Outlook* de l'EIA publiée en mars 2022.

Réponse :

1 **Le Distributeur estime qu'une mise à jour partielle du tableau R-5.11 avec les**
2 **données de *l'Annual Energy Outlook* de l'EIA n'est d'aucune utilité dans le**
3 **cadre de la présente demande. Par ailleurs, il n'incombe pas au Distributeur de**
4 **faire la preuve des intervenants.**

5.2. Veuillez indiquer, en pourcentage, la part des coûts estimés en mazout lourd et en diesel qui est attribuable aux coûts de transport jusqu'à la centrale de Cap-aux-Meules.

Réponse :

5 **Compte tenu de la hausse des prix du carburant, la part des coûts attribuables**
6 **aux coûts de transport diminue sur la durée de la période d'analyse. Pour le**

1 mazout lourd, la proportion des coûts de transport passe de 12 % à 6 %, alors
2 que pour le diesel sans le SPEDE, cette proportion décroît de 10 % à 5 %.

5.3. Veuillez indiquer les économies par rapport au statu quo que vous estimez avec les nouvelles prévisions de l'*Annual Energy Outlook* de l'EIA publiée en mars 2022.

Réponse :

3 Voir la réponse à la question 5.1.

JUSTIFICATION DE LA SOLUTION PRIVILÉGIÉE

6. Références :

- i) B-0204, HQD-11, document 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 6

Préambule :

Réf. i) : « Ces analyses confirment que la solution privilégiée pour la source d'alimentation principale demeure le raccordement par câbles sous-marins du réseau des IDLM au réseau intégré via la Gaspésie »

Demande:

6.1. Veuillez présenter quels sont les éléments déterminants de l'analyse de coûts qui soutiennent la préférence énoncée par Hydro-Québec pour la solution privilégiée, malgré l'incertitude qui y est associée ?

Réponse :

4 Le Distributeur rappelle que l'incertitude associée à la solution privilégiée est
5 prise en compte dans la simulation Monte-Carlo, comme c'est le cas pour
6 l'ensemble des solutions analysées. Le Distributeur rappelle également que le
7 choix de la solution privilégiée se base non pas uniquement sur l'analyse de
8 coûts, mais sur les quatre critères de sélection des projets de conversion des
9 réseaux autonomes à des énergies renouvelables.

SIMULATIONS

7. Références :

- i) C-ROÉÉ 0021, p. 24.
- ii) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 15 et 16.

Préambule :

Réf. i) : La preuve du ROÉÉ fait mention des logiciels Explora et Opéra.

Réf. ii) : La réf. ii) décrit les scénarios éoliens.

Demandes

7.1. Veuillez indiquer si les logiciels de simulation chronologique Explora et Opéra ont été mis à contribution dans la démarche d'optimisation de la pénétration éolienne dans l'un ou l'autre des 7 scénarios éoliens concernés.

Réponse :

1 **Les outils de simulation OPERA et ExplORA n'ont, à ce stade-ci, pas été utilisés**
2 **dans l'optique d'une optimisation de la pénétration éolienne.**

3 **Le simulateur OPERA a été utilisé pour l'ensemble des scénarios d'ajout**
4 **d'éoliennes, de même que pour les scénarios d'ajout d'un parc solaire, afin de**
5 **quantifier la pénétration en énergie renouvelable (ou taux d'intégration)**
6 **associée à chacun des scénarios.**

7 **Le Distributeur n'a pas utilisé l'optimisateur ExplORA dans le cadre de son**
8 **analyse. Cet optimisateur est utile pour la recherche de solutions lorsque les**
9 **hypothèses de coûts et les paramètres techniques des projets potentiels sont**
10 **connus. Le Distributeur ne disposait toutefois pas de toutes ces hypothèses au**
11 **début de l'analyse, et certains éléments ne pourraient d'ailleurs être précisés**
12 **qu'en phase d'avant-projet. Par ailleurs, la paramétrisation d'OPERA combinée**
13 **à ExplORA requiert des efforts importants pour obtenir des résultats valides,**
14 **surtout lorsque plusieurs filières de sources d'énergie différentes sont**
15 **considérées. Comme le délai pour réaliser l'analyse globale était limité, le**
16 **Distributeur a plutôt choisi de poser des hypothèses techniques, à partir des**
17 **contraintes connues, pour fixer des scénarios permettant d'évaluer le potentiel**
18 **de chacune des filières. Cette approche a permis de limiter les efforts de**
19 **simulations, pour cette première phase du Projet, afin de se concentrer**
20 **davantage sur l'analyse technico-économique.**

7.1.2. Dans l'affirmative, veuillez préciser les paramètres d'exploitation considérés pour la simulation des scénarios éoliens, et le cas échéant décrire la méthode suivie pour identifier le taux de pénétration optimal des filières renouvelables locales examinées.

Réponse :

21 **Sans objet.**

7.1.3. Dans la négative, veuillez présenter les hypothèses utilisées.

Réponse :

1 **La question de l'intervenant est trop large pour y répondre précisément. Le**
2 **Distributeur a posé plusieurs hypothèses pour la réalisation de ses scénarios**
3 **dans le cadre de sa démarche. Le Distributeur invite donc l'intervenant à**
4 **prendre connaissance de l'ensemble de ses réponses aux questions plus**
5 **spécifiques des autres intervenants portant sur l'analyse économique et du**
6 **fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce HQD-12-11.02.xlsx,**
7 **onglet « Économique » pour obtenir la réponse à sa question.**

7.2. Veuillez commenter à cet égard l'intérêt d'utiliser l'électricité éolienne excédentaire produite en l'utilisant par des moyens d'équilibrage secondaires, pour approvisionner des charges additionnelles commandées de manière à contribuer utilement à une décarbonation complémentaire d'autres secteurs de consommation d'énergie fossile aux IDLM (ex : transport routier et maritime, alimentation de procédés de dessalement d'eau de mer, de production d'hydrogène vert, de production en serres, de stockage thermique et électrochimique, etc.).

Réponse :

8 **L'utilisation de l'énergie éolienne excédentaire pour diverses applications**
9 **présente effectivement un potentiel intéressant de décarbonation**
10 **supplémentaire pour certains scénarios. Le défi réside toutefois dans la**
11 **recherche d'un concept économiquement viable basé sur une application**
12 **compatible avec le profil de disponibilités de cette énergie excédentaire,**
13 **intermittente et typiquement concentrée majoritairement en période estivale.**

14 **Le Distributeur tient toutefois à rappeler qu'une telle analyse dépasse le cadre**
15 **d'examen de sa demande qui vise à identifier la source d'alimentation**
16 **principale du réseau des IDLM.**

DONNÉES DE PRODUCTION ET CLIMATIQUES SUR LA CENTRALE E CAP-AUX-MEULES ET SUR LE PARC ÉOLIEN DUNE-DU-DNORD**8. Référence :**

- (i) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 5.

Préambule :

« La centrale de Cap-aux-Meules du réseau des Îles-de-la-Madeleine (les IDLM), alimentée au mazout lourd, émet à elle seule environ 35 % des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) d'Hydro-Québec. Avec l'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord en décembre 2020, cette proportion devrait diminuer à environ 30 %. »

Demande :

8.1. Veuillez déposer le chiffrier des données de production horaires chronologiques et des données climatologiques horaires (1) du parc éolien de la Dune-du-Nord et (2) de la centrale de CAM, et ce depuis leur mise en service. Veuillez inclure les paramètres suivants :

- l'énergie éolienne produite ;
- l'énergie produite par la centrale de CAM ;
- la production éolienne rejetée
- la consommation des groupes diesel
- les besoins électriques approvisionnés
- le vent
- la température,
- les données d'exploitation sur les capacités de production en service ;
- les contraintes d'exploitation des groupes électrogènes et de la production éolienne installée ;
- les caractéristiques de gestion de leur exploitation jumelée ;
- toute autre donnée pertinente.

Réponse :

1 **La demande de l'intervenant dépasse le cadre de la présente demande et le**
2 **niveau de détails requis par la Régie pour rendre une décision sur la stratégie**
3 **d'approvisionnement du réseau des IDLM dans le cadre d'un plan**
4 **d'approvisionnement.**

ÉOLIENNES EN MER

9. Référence :

- i) B-0204, HQD-11, doc. 1, *Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*, p. 16.

Demande :

9.1. Veuillez confirmer ou infirmer si la compréhension du ROEE est exacte : Le scénario S-10 « Production de cinq éoliennes en mer, jumelées à la centrale diesel existante » suggère que le réseau actuel de CAM « avec le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd » peut accueillir une forte capacité de production éolienne.

Réponse :

5 **Le Distributeur confirme la compréhension de l'intervenant. Il estime**
6 **effectivement qu'un tel scénario de jumelage éolien-diesel à haute pénétration**
7 **serait techniquement réalisable.**

8 **Le Distributeur précise toutefois que ce type de concept, qui prévoit l'arrêt**
9 **complet de la centrale thermique lorsque la puissance provenant de la source**
10 **éolienne est suffisante, comporte d'importants risques opérationnels**

1 susceptibles de nécessiter l'ajout d'équipements supplémentaires qui n'ont
2 pas été pris en compte dans le cadre de l'analyse paramétrique. Ce scénario
3 requerrait des analyses approfondies, notamment appuyées par une
4 modélisation dynamique complète reproduisant le plus fidèlement possible le
5 concept, afin de s'assurer que celui-ci respecte l'ensemble des exigences
6 techniques permettant d'assurer le maintien de la fiabilité et de la qualité de
7 l'alimentation. De telles analyses sont complexes, longues et coûteuses, et
8 l'incertitude préalable à celles-ci se traduit par une importante amplitude de
9 risques sur les coûts et des délais de réalisation. En somme, le Distributeur est
10 en mesure d'affirmer qu'un tel concept serait techniquement réalisable, mais
11 ne peut pas confirmer qu'il serait économiquement viable.

OPPORTUNITÉS D'OPTIMISATION DES COÛTS

10. Références :

- i) B-0204, Figure 3 « Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo en M\$ actualisés 2021 », p. 23.
- ii) B-0248, 11 avril 2022, réponse d'HQ à la question 5.11 de la Régie, p. 34.
- iii) Portail du NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority) sur le plan de déploiement de l'industrie de l'éolien offshore de l'État de New York.
- iv) Lacroix, F. 20 avril 2022. *Le Devoir*. « La société d'État s'est entendue avec Énergir et Boralex pour devenir copropriétaire de ses premiers parcs éoliens », en ligne : <https://www.ledevoir.com/economie/700917/hydro-quebec-en-voie-de-devenir-coproprietaire-de-ses-premiers-parcs-eoliens>

Préambule :

- i) La figure 3 présente l'Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo en M\$ actualisés 2021.
- ii) « Le Distributeur tient à souligner que le coût significativement plus élevé des éoliennes en mer par rapport à celui des éoliennes terrestres s'explique par la complexité et les risques associés à un projet d'éoliennes en mer, mais aussi par le peu d'intérêt des fournisseurs pour des projets de cette dimension. En effet, le marché se tourne plutôt vers des projets de plusieurs centaines de MW. À titre d'exemple, six lots ont récemment été attribués au large de la côte est américaine, dans la zone appelée « New York Bight », pour des projets d'éoliennes en mer d'une puissance totale potentielle estimée entre 5,6 GW et 7 GW. Quant à la complexité, un tel projet requerrait notamment une étude géotechnique du fond marin pour assurer un choix de fondation adéquat, de même qu'une mise à niveau portuaire, ce qui aurait un impact significatif sur les coûts. Dans le cadre de l'analyse du Distributeur, deux manufacturiers ont été approchés pour tenter d'obtenir des estimations plus précises des coûts de projet. Le premier manufacturier a clairement exprimé son manque d'intérêt pour un projet de petite dimension. Le deuxième a d'abord démontré une certaine ouverture, mais les demandes subséquentes sont demeurées sans réponse malgré plusieurs relances. Ce faible intérêt de l'industrie, démontre un risque important pour la faisabilité d'un tel projet. »

- iii) New York State, “New York’s Third Offshore Wind Solicitation”, en ligne: <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/offshore-wind>
- iv) Lacroix, F. 20 avril 2022. *Le Devoir*. « Hydro-Québec en voie de devenir propriétaire de ses premiers parcs éoliens », en ligne : <https://www.ledevoir.com/economie/700917/hydro-quebec-en-voie-de-devenir-coproprietaire-de-ses-premiers-parcs-eoliens>

Demandes :

10.1. Considérant les investissements colossaux en cours sur la côte atlantique en vue de la structuration d’une grappe industrielle nord-américaine de l’offshore éolien (réf. iii) dans laquelle des entreprises du Québec sont déjà engagées, veuillez élaborer sur les perspectives de réduction de coûts que représente le statut de « copropriétaire » d’Hydro-Québec (réf. iv) dans des projets de développement éoliens de type « offshore » des scénarios S-10 et S-9 qui sont présentés par HQ à la réf. i).

Réponse :

1 **Le Distributeur est d’avis que le contexte auquel il est fait mention à la**
2 **référence (iii) n’est aucunement comparable au projet de conversion à des**
3 **énergies renouvelables du réseau des IDLM. Il en est de même du projet**
4 **mentionné à la référence (iv). Il ne s’agit en effet en l’occurrence ni de**
5 **développer une grappe industrielle de l’offshore éolien ni de développer des**
6 **parcs éoliens de plusieurs centaines de MW de puissance installée.**

7 **En ces circonstances, le Distributeur a de la difficulté à comprendre le lien que**
8 **tente de faire l’intervenant entre le contexte sur la côte atlantique mentionné en**
9 **référence (iii), l’annonce à la référence (iv) et la stratégie de conversion du**
10 **réseau des IDLM.**

10.2. Veuillez élaborer sur les perspectives de réduction de coûts que représente le statut de « copropriétaire » d’HQ (réf. iv) pour les scénarios éoliens (S-7, S-8, S-15, S-16) et photovoltaïques (S-11 et S-12) qui sont présentés par HQ à la réf. i).

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 10.1.**