DOMINIQUE NEUMAN
AVOCAT
1535, RUE SHERBROOKE OUEST
REZ-DE-CHAUSSÉE, LOCAL KWAVNICK
MONTRÉAL (QUÉ.) H3G 1L7
TÉL. 514 903 7627
COURRIEL energie @ mlink.net

MEMBRE DU BARREAU DU QUÉBEC

Montréal, le 21 avril 2022 (v.r. le 25 avril 2022)

Me Véronique Dubois, Secrétaire de la Régie
Régie de l'énergie
800 Place Victoria, Bureau 255
Montréal (Qué.) H4Z 1A2

Re: Dossier RDÉ R-4110-2019. Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec Distribution (HQD). Phase 2 (Îles-de-la-Madeleine).
Version rectifiée de la Demande de renseignements no. 4 à Hydro-Québec Distribution (HQD) par le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)*.

Chère Consœur,

Nous vous prions de recevoir ci-jointe la version rectifiée de la Demande de renseignements no. 4 à Hydro-Québec Distribution (HQD) logée par le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* en Phase 2 du présent dossier.

La rectification a uniquement pour objet de :

- Supprimer le chiffre manifestement erroné « 17 » à la fin de la référence i de la question 4.5.
- Préciser de façon identique les questions 4.4.10, 4.4.16, 4.5.1 et 4.5.10.
- Rectifier les numéros de scénarios manifestement erronés à la question 4.5.3.
- Insérer les deux lignes manquantes aux tableaux de la question 4.8.1 et y rectifier une erreur d'unité de mesure au début.
- Rectifier le numéro de référence manifestement erroné à la question 4.9.1.

Espérant le tout à votre entière satisfaction, nous vous prions, Chère Consœur, de recevoir l'expression de notre plus haute considération.

Dominique Neuman, LL.B.
Procureur du *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)*, un Regroupement comprenant les organismes suivants : l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, *Stratégies Énergétiques (S.É.)*, le *Groupe d'Initiatives et de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM)* et *Énergie solaire Québec (ÉSQ)*.

c.c. La demanderesse et les intervenants, par le *Système de dépôt électronique* de la Régie (SDÉ).

p.j.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
DOSSIER R-4110-2019
PHASE 2 (IDLM)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.4
À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

PAR

LE REGROUPEMENT POUR
LA TRANSITION, L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ)

Regroupement comprenant les organismes suivants :
l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*,
***Stratégies Énergétiques (S.É.)*,**
le *Groupe d'Initiatives et de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM)* et
Énergie solaire Québec (ÉSQ)

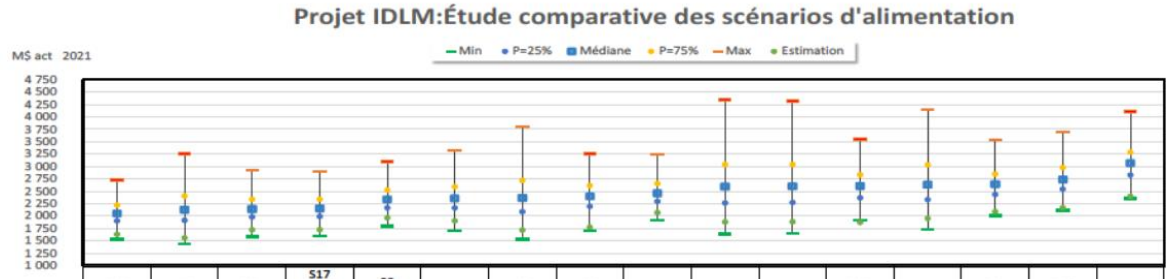
DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-1
LES TABLEAUX DE BASE DES SCÉNARIOS

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0248, HQD-12, Doc. 1 (Réponse à la demande de renseignements no. 10 de la Régie de l'énergie), figure 5.2.2 et tableaux 5.2.4 et 5.8 :

FIGURE R-5.2.2 :

Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo incluant le scénario S-2



	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diesel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW	S3 Raccord (Percé) + centrale GDP	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diesel	S9 Éolien en mer 36 MW	S2 Raccord (Percé)	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Min	1 535	1 439	1 581	1 599	1 804	1 704	1 536	1 711	1 916	1 636	1 650	1 917	1 728	2 004	2 114	2 353
P=25%	1 905	1 916	1 982	1 994	2 167	2 165	2 089	2 197	2 298	2 266	2 277	2 370	2 332	2 435	2 545	2 829
Médiane	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 461	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066
P=75%	2 221	2 406	2 340	2 340	2 526	2 595	2 719	2 616	2 656	3 042	3 042	2 835	3 034	2 849	2 979	3 291
Max	2 722	3 259	2 923	2 898	3 092	3 325	3 803	3 266	3 247	4 356	4 317	3 556	4 143	3 532	3 694	4 102
Estimation	1 633	1 562	1 725	1 728	1 965	1 904	1 718	1 776	2 072	1 882	1 887	1 875	1 953	2 091	2 169	2 400

TABLEAU R-5.2.4 :

VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M$ ACTUALISÉS 2021, INCLUANT LE SCÉNARIO S-2

Coûts ventilés (médianes) M$ actualisés 2021	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diésel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+	S3 Raccord (Percé) + centrale	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diésel	S9 Éolien en mer 36 MW	S2 Raccord (Percé)	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Entretien	354	358	368	368	245	376	375	347	242	394	393	333	382	259	217	83
Exploitation	275	134	293	301	96	321	117	219	96	105	113	300	96	261	466	629
Exploitation - Carburant	705	877	860	817	329	1 083	1 115	666	328	1 368	1 334	466	1 250	468	1 126	1 112
Exploitation - GES	25	235	25	25	28	28	311	175	28	387	377	110	349	38	20	20
Achats énergie éolienne	112	112	111	111	116	114	112	113	116	111	112	113	112	117	111	112
Achats élect. Réseau	0	0	0	0	323	0	0	0	459	0	0	0	0	309	0	0
Taxe services publics	23	18	19	21	67	18	15	33	68	12	14	45	9	61	41	56
PUEÉ	71	71	71	71	71	71	71	72	71	71	71	72	260	71	71	71
Croissance	477	238	376	423	1 059	315	145	786	1 055	44	86	1 267	0	1 078	704	1 056
Pérennité	145	242	144	144	106	149	253	218	105	235	234	140	213	105	85	25
Valeur résiduelles	-37	-64	-30	-33	-9	-21	-53	-134	-9	-33	-37	-142	-34	-30	-8	-2
Revenus additionnels	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-98	-96	-96	-96	-97	0	-97	-96	-97
Total	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 461	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066

TABLEAU R-5.8 :
PRÉCISION DES DONNÉES POUR LES SIMULATIONS MONTE-CARLO

	S1		S3		S4		S6		S7		S8		S9		S10		S11		S12		S13		S14		S15		S16		S17	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Charges																														
Entretien	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Pérennité																														
Croissance																														
Exploitation	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Carburant																														
-Mazout lourd-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
-Mazout lourd-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA
-Diesel-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
-Diesel-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA
-GNL-R-Quantité							-5%	20%																	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
-GNL-R-prix							-40%	80%																	-40%	80%	-40%	80%	-40%	80%
GES	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%
Achats d'énergie DDN	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%
Achats d'électricité - réseau intégré			-40%	10%	-40%	10%																								
PUEÉ	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%
TSP	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Investissements																														
Entretien																														
Capex-Pérennité	-20%	75%	-21%	92%	-12%	99%	-14%	122%	-18%	95%	-17%	97%	-15%	103%	-15%	108%	-19%	78%	-19%	81%	-5%	110%	-8%	108%	-13%	116%	-13%	115%	-13%	116%
Capex-investissements	-20%	75%	-21%	92%	-12%	99%	-14%	122%	-18%	95%	-17%	97%	-15%	103%	-15%	108%	-19%	78%	-19%	81%	-5%	110%	-8%	108%	-13%	116%	-13%	115%	-13%	116%
Valeur résiduelle	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Revenus	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%

Note :

Concernant le mazout lourd et le diesel, les variations ne sont pas exprimées en pourcentages, mais se réfèrent aux prévisions de l'*Energy Information Administration* (EIA) selon les scénarios faible et fort.

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0248, HQD-12, Doc. 1 (Réponse à la demande de renseignements no. 10 de la Régie de l'énergie), Réponses 6.1 et 6.2.1 à la Régie :

6.1 *Les scénarios S-7, S-8, S-9, S-10, S-11 et S-12 prévoient aussi* ***le maintien du mazout lourd comme principal combustible de la centrale de Cap-aux-Meules****. Tout comme pour le statu quo, une consommation de diesel léger estimée à 1,3 % est considérée pour ces scénarios. […]*

6.2.1 *En plus des scénarios S-2, S-3 et S-4, le scénario S-14 prévoit également* ***la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel léger****, afin d'assurer la fiabilité pour le scénario de centrale à la biomasse à deux chaudières.*

Par ailleurs, tous les scénarios de conversion de la centrale au GNL ou au GNL-R (S-5, S-6, S-15, S-16 et S-17) prévoient une utilisation du diesel léger dans une proportion d'environ 5 % pour les moteurs bicarburant, en plus de la consommation associée aux deux groupes diesel maintenus pour la pointe et la fiabilité.

[Souligné en caractère gras par nous]

iv) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1, Tableau 1 :

TABLEAU 1 :
ÉMISSIONS DIRECTES DE GES EN PHASE D'EXPLOITATION

Scénarios	GES annuels t. éq. CO2	Écart p/r au statu quo
S1 - Statu quo	123 339	-
Statu quo + abandon PUEÉ	145 699	18,1%
S2 - Raccordement (Percé)	3 104	-97,5%
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771	-94,5%
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	17 674	-85,7%
S5 - Conversion GNL	83 265	-32,5%
S6 - Conversion GNL-R	9 843	-92,0%
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	108 833	-11,8%
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	80 155	-35,0%
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	56 847	-53,9%
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	34 558	-72,0%
S11 - Solaire 10 MW + diesel	137 966	11,9%
S12 - Solaire 20 MW + diesel	134 076	8,7%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	482	-99,6%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2 942	-97,6%
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	7 452	-94,0%
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	5 690	-95,4%
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	6 972	-94,3%

Demande(s) :

4.1.1 Veuillez confirmer que chacun des tableaux des analyses financières des divers scénarios (voir les tableaux en référence i) couvrent bien la période 2021-2067 (période de 47 ans). Sinon, veuillez déposer une nouvelle version de chacun de ces tableaux correspondant à une analyse financière 2021-2067.

4.1.2 Veuillez confirmer que, dans chacun de ces tableaux, les coûts sont exprimés en $CAN (2021) actualisés.

4.1.2 Veuillez déposer les taux agrégés (« totaux ») de précision (en plus et en moins) de chacun des scénarios qui résulte du tableau R-5.8 et veuillez confirmer qu'il s'agit des mêmes taux que ceux apparaissant au tableau R-2.2. Sinon, veuillez expliquer.

4.1.3 Veuillez déposer une version rectifiée du tableau R-5.8 en replaçant les colonnes dans le même ordre que celles des tableaux R-2.2 et R-2.4 (pour faciliter la lecture) et en y ajoutant :

- les colonnes du scénario S-2,
- des colonnes pour des variantes de scénarios « légères » S-7, S-8, S-9, S-10, S-11 et S-12, c'est-à-dire des variantes de ces 6 scénarios comportant la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel léger,
- des colonnes pour une variante « diesel léger » du scénario S-17 éolien-solaire, c'est-à-dire ne comportant pas de GNR-L mais plutôt du diesel léger.

ainsi que :

- les lignes indiquant le degré de précision des quantités et des coûts du carburant biomassique des scénarios S-13 et S-14 d'une manière qui soit compatible avec votre tableau R-5.11 de la référence (i) et
- une ligne finale indiquant les taux agrégés (« totaux ») de précision (en plus et en moins) de chacun des scénarios.

Afin de faciliter la comparaison des scénarios, veuillez similairement déposer des versions modifiées du tableau 1 de la pièce B-0204 HQD-11, Doc.1 (les émissions de GES en phase exploitation) et des tableaux 5.2.2 et 5.2.4 Pièce B-0248, HQD-12, Doc. 1 (Réponse à la demande de renseignements no. 10 de la Régie de l'énergie)comportant des colonnes pour ces mêmes scénarios « légers » S-7, S-8, S-9, S-10, S-11 et S-12, c'est-à-dire comportant la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel léger, de même que pour la variante « diesel léger » du scénario S-17.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-2
LES HYPOTHÈSES DES SCÉNARIOS QUANT AUX COÛTS DES MATÉRIAUX, DU PÉTROLE ET DE LA MAIN D'ŒUVRE ET LEUR DISPONIBILITÉ

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0076, HQD-4, Doc. 3.1, 26 juin 2020, page 4, lignes 20-23 :

> *Sur la base d'une estimation paramétrique des coûts, comportant un **degré de précision de l'ordre de 30 %**, le scénario de raccordement avec maintien de la centrale actuelle en réserve laisse présager un gain de 20 % pour le Distributeur par rapport au scénario statu quo, sur la période 2025-2064.*
>
> *[Souligné en caractère gras par nous]*

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0248, HQD-12, Doc. 1 (Réponse à la demande de renseignements no. 10 de la Régie de l'énergie), figure 5.2.2 et tableaux 5.2.4 et 5.8 (reproduits en préambule de la question précédente).

iii) Vos les réponses à la question 4.1 ci-dessus, notamment quant au **degré d'imprécision beaucoup plus élevé que 30%** des estimations de coûts des divers scénarios.

iv) **Marc-André GAGNON**, *Québec veut réduire les coûts de 25 % par rapport au concept initial*, Journal de Québec - Jeudi, 14 avril 2022, https://www.journaldequebec.com/2022/04/14/en-directun-3e-lien-a-65-milliards-pour-2032 :

> *[Sur le projet de tunnel Québec-Lévis, dit le 3e lien]*
>
> *« Il faut avoir l'humilité de dire que quand on a commencé nos travaux il y a trois ans, l'inflation n'était pas aussi galopante. (...) **L'inflation galopante nous a ramenés à la table à dessin**. » […]*
>
> François Bonnardel, ministre des Transports
>
> *[Souligné en caractère gras par nous]*

v) **Émilie WARREN**, *At $6.5B, a cheaper, more modest 3rd link coming to Quebec capital*, CBC News, Apr 14, 2022, https://www.cbc.ca/news/canada/montreal/legault-government-announces-two-tunnels-for-third-link-project-1.6419802 :

> ***Inflation, labour shortage have pushed province to scale back project***
> *[…]*

Quebec Transport Minister François Bonnardel announced the CAQ government's latest version of its pet project in Lévis on Thursday afternoon.

Inflation and a shortage of labour *throughout the construction industry have pushed the government to look at ways to reduce the estimated costs of the project, said Bonnardel.*

*"**The situation has changed from three years ago when we announced the first tunnel**," he said.*

[Souligné en caractère gras par nous]

vi) **Louise BOISVERT**, *L'inflation forcera-t-elle la Ville de Québec à revoir certains projets ?*, Radio-Canada, le 20 avril 2022, https://www.msn.com/fr-ca/actualites/quebec-canada/l-inflation-forcera-t-elle-la-ville-de-qu%C3%A9bec-%C3%A0-revoir-certains-projets/ar-AAWoAKX :

*« Tout va rondement cette année », selon le maire Marchand qui s'attend toutefois à ce que **des décisions plus difficiles devront être prises l'an prochain en raison de l'inflation**.*

*[…] **Québec d'abord pense qu'il est temps d'avoir une discussion sur les effets possibles de l'inflation sur les projets d'infrastructures de la Ville de Québec**. Le parti de Claude Villeneuve réclame la tenue d'un comité plénier pour débattre de la question.*

*La Ville de Québec a des projets pour près de six milliards de dollars au cours des cinq prochaines années, dont le tramway qui accapare une bonne partie du montant. **L'inflation, les coûts des matériaux ainsi que la pénurie de main-d'œuvre pourraient jouer les trouble-fêtes**.*

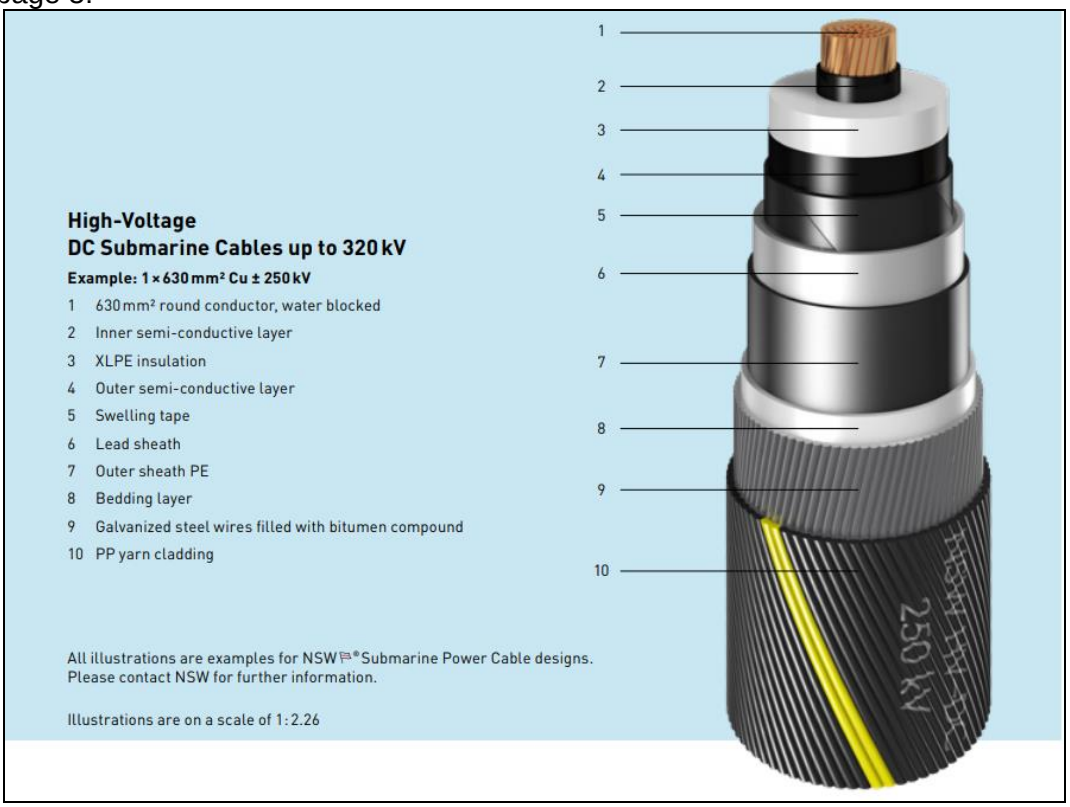
*[…] Pour l'instant, le calendrier des travaux se déroule comme prévu cette année. Bruno Marchand reconnaît que **certains projets, sans les nommer, vont connaître quelques retards**, mais la Ville est en contrôle».*

*Les économistes ne s'entendent plus sur la suite des choses, rappelle Bruno Marchand. Au début de 2022, la plupart évaluaient que l'inflation s'essoufflerait dans la deuxième moitié de l'année. **En ce moment, il n'y a plus de certitude. Les enjeux seront davantage en 2023, 2024 ou 2025», explique le maire**.*

*[…] Par ailleurs, l'administration Marchand cherche de nouvelles façons de solliciter les fournisseurs. Dans les derniers mois, **la Ville s'est retrouvée parfois avec un seul soumissionnaire pour des projets importants, et d'autres fois sans fournisseur du tout**.*

*Cette situation l'amène à **revoir ses pratiques sur le marché d'appel d'offres** afin de demeurer compétitive.*

vi) **GENERAL CABLE**, *NSW ® Submarine Power Cables for the future, delivered today*, 2017, https://www.nsw.com/wp-content/uploads/2020/09/NSW_Power-Brochure_12_2017_Screen.pdf, page 5:



Demande(s) :

4.2.1 Veuillez confirmer que les données sur lesquelles les tableaux de la référence (ii) (tels que rectifiés par votre réponse 4.1.3 ci-dessus) sont fondés **datent de 2019** (en spécifiant plus exactement cette date) **ou veuillez indiquer leur date**.

4.2.2 Quelles sont les **hypothèses économiques** sur lesquels ces tableaux se fondent notamment quant aux coûts des matériaux, du pétrole et de la main d'œuvre? Veuillez spécifier:

- L'inflation annuelle utilisé dans ces tableaux pour 2021-2067.
- L'inflation annuelle de 2021 à la fin de la période prévue de construction du coût a) des câbles sous-marins et de leur installation, b) des éoliennes et de leur installation, c) des panneaux solaires et de leur installation.
- Le taux de change utilisé annuellement dans ces tableaux pour2021-2067.

- Le coût du cuivre (en spécifiant la quantité requise par chaque scénario). Le coût de l'acier utilisé (en le spécifiant et en spécifiant la quantité requise par chaque scénario de construction).
- Le coût du béton utilisé (en le spécifiant et en spécifiant la quantité requise par chaque scénario de construction).
- Le coût du pétrole utilisé à l'étape de la construction en spécifiant la quantité requise par chaque scénario de construction.
- Le coût d'autres matériaux d'importance à l'étape de la construction (en les spécifiant et en spécifiant la quantité requise par chaque scénario de construction).
- Le coût moyen horaire de la main d'œuvre.

4.2.3 Veuillez confirmer que les scénarios de raccordement (puisqu'ils sont relativement plus importants en capital) **sont davantage exposés** que les autres scénarios (dont spécifiquement les scénarios éoliens et solaires) au risque de croissance des coûts des matériaux, du pétrole et de la main d'œuvre de la sous-question précédente.

4.2.4 Veuillez déposer **les études** dont vous disposez faisant état de la croissance des coûts des matériaux, du pétrole et de la main d'œuvre vus plus haut, au cours des deux dernières années et de la révision à la hausse des coûts de construction.

4.2.5 Veuillez confirmer que les scénarios de raccordement (en raison de leur caractère plus spécialisé et du fait que la main d'œuvre spécialisée et les équipements spécialisés sont essentiellement disponibles hors Québec seulement) **sont davantage exposés** que les autres scénarios (dont spécifiquement les scénarios éoliens et solaires) aux délais, aux risques d'indisponibilité et aux coûts plus élevés en résultant de la main d'œuvre et des équipements (navires) pour la pose des câbles sous-marins.

4.2.6 Veuillez déposer le **nombre d'heures de main d'œuvre** propres à chacun des scénarios (tels que ces scénarios sont complétés par votre réponse 4.1.3) quant aux coûts a) de Croissance et b) de Pérennité.

4.2.7 Veuillez ventiler votre réponse à la sous-question précédente, pour chacune des données, de manière à distinguer a) le nombre d'heures de **main d'œuvre** qui serait **disponible localement aux IDLM** et b) le **nombre d'heures de main d'œuvre spécialisée** qui n'est pas disponible localement aux IDLM.

4.2.8 Veuillez déposer les études dont vous disposez faisant état du fait que, pour la pose de câbles sous-marins, la main d'œuvre spécialisée et les équipements spécialisés sont essentiellement disponibles **hors Québec seulement** (Norvège, Grande-Bretagne, Japon, Australie, etc.).

4.2.9 **Combien d'années et de mois** faut-il actuellement attendre pour de la main d'œuvre spécialisée et des équipements (navires) spécialisés pour la pose de câbles sous-marins ?

4.2.10 Votre évaluation des coûts des scénarios de raccordement a-t-elle elle-même été réalisée par une firme québécoise ou étrangère ? Veuillez nommer cette firme et son pays d'origine. Veuillez déposer son **rapport d'évaluation des coûts des scénarios de raccordement**.

4.2.11 Pour chacun des scénarios, veuillez déposer votre évaluation de **l'impact économique positif de création et du maintien d'emplois au Québec (dont spécifiquement aux Îles-de-la-Madeleine)** avec :

- L'option éolienne (Gaspé (pales), Matane (tours), Îles (construction et entretien)),
- L'option solaire,
- Les batteries de la filiale Evlo d'Hydro-Québec avec l'option éolienne ou solaire (Varennes, fabrication des batteries),
- L'impact économique positif de la visibilité apportée par un parc majeur éolien ou solaire avec stockage sur la possibilité d'exportation hors-Québec de cette technologie,
- L'impact touristique positif ou négatif en vous référant à des exemples de parcs éoliens ailleurs au Québec (en Gaspésie, notamment) ou hors Québec.

4.2.12 Le Gouvernement du Québec et les parties consultées (notamment les municipalités des Îles-de-la-Madeleine) ont-elles été avisées de ce potentiel de maintien et de création d'emploi ? Si oui, veuillez déposer les documents par lesquels Hydro-Québec les a ainsi avisées.

4.2.13 Dans votre sondage d'opinion auprès des habitants des Îles-de-la-Madeleine, avez-vous invoqué ce potentiel de maintien et de création d'emploi des options éoliennes et solaires ? Si oui, veuillez déposer l'information qui leur a ainsi été transmise à ce sujet.

4.2.14 Nous sommes surpris qu'au tableau R-5.8 de la référence (i), les coûts de Croissance du scénario S-3 de raccordement à Percé sont indiqués comme étant **plus « précis » que ceux de tous les autres scénarios**. Seriez-vous d'accord pour affirmer qu'au moins aujourd'hui (avec la croissance des coûts des matériaux, du pétrole et de la main d'œuvre, leur rareté et la rareté des équipements et de la main d'œuvre spécialisés), cela ne serait plus le cas, et donc que les coûts de Croissance du scénario S-3 de raccordement à Percé devraient plutôt être considérés comme étant moins « précis » (ou à tout le moins pas plus précis) que ceux d'autres scénarios ? Veuillez élaborer.

4.2.15 Comment expliquez-vous que votre estimation de la **« précision » des coûts** des divers scénarios soit passée de 30% (à la référence i) aux taux de précision des tableaux R-5.4.1 et R-5.8 de la référence (ii) (tels que vous les avez exprimés dans vos réponses 4.1.2 et 4.1.3 à la présente) ?

4.2.16 En tenant compte de tous les éléments qui précèdent, **veuillez énoncer les nouvelles estimations actuelles (2022) des coûts des matériaux, du pétrole et de**

la main d'œuvre énumérés à la seconde sous-question de la présente question, compte tenu :

- de façon générale, de la croissance des coûts des matériaux, du pétrole et de la main d'œuvre, et
- de façon spécifique, de la croissance des coûts de la main d'œuvre et des équipements (navires) pour la pose des câbles sous-marins.

4.2.17 Veuillez déposer une nouvelle version des trois tableaux décrits en référence (ii) (tels que rectifiés et complétés par votre réponse 4.1.3 ci-dessus) en fonction de ces nouvelles estimations.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-3
LES SCÉNARIOS DE RACCORDEMENT

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0031, HQD-4, Doc. 3 (complément de preuve Îles-de-la-Madeleine), p. 6, lignes 17-25 :

> *[Sur les scénarios de raccordement] Les méthodes de protection des câbles seront déterminées ultérieurement, en fonction de la nature du fond marin et de la protection nécessaire contre les risques extérieurs.* ***Différentes options sont envisageables, dont l'enfouissement, l'enrochement, le matelas de béton et la coquille de fonte****.*
>
> ***Les coûts pourraient varier*** *en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes du milieu. Au terme de l'étude d'avant-projet, le Distributeur disposera d'une estimation plus précise des coûts de raccordement et donc de la réduction attendue des coûts d'approvisionnement aux IDLM. Il aura également une meilleure appréciation des risques inhérents au Projet.*
>
> *[Souligné en caractère gras par nous]*

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), pages 12-14, section 3.1.1 :

> ***3.1.1. Raccordement au moyen de câbles sous-marins***
> ***S-2 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)***
>
> *Ce scénario consiste en :*
> - *Deux câbles sous-marins, d'une capacité de 80 MW, d'environ 225 km à courant continu avec une portion souterraine jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Percé, avec mise en service projetée en 2027, selon l'échéancier révisé du Projet ;*
> - *L'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités, pour convertir le courant alternatif en courant continu au poste de Percé, et convertir le courant continu en courant alternatif au poste de Cap-aux-Meules ;*
> - *Le maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger, afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation.*
>
> La centrale actuelle serait utilisée lors des indisponibilités du lien câblé, et périodiquement aux fins de la maintenance *des moteurs diesel. Les hypothèses retenues pour l'indisponibilité des câbles sont de 2 % des heures annuelles et*, pour la maintenance *périodique, de 8 heures de*

fonctionnement pour chacun des moteurs de la centrale thermique par période de trois mois.

S-3 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe

Ce concept est identique au scénario S-2, à la différence de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la pointe (moyen de GDP) du réseau intégré afin d'alimenter la charge des IDLM. Pour les fins de l'analyse, le Distributeur considère que la centrale serait démarrée pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP, en sus de l'utilisation mentionnée au scénario S-2.

S-4 – Raccordement au moyen d'un câble sous-marin via la Nouvelle-Écosse

Ce scénario consiste en :

- *Un câble sous-marin d'environ 115 km à courant alternatif avec une portion souterraine de la berge jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Chéticamp en Nouvelle-Écosse, avec mise en service projetée en 2030. Plusieurs étapes de l'avant-projet devraient de nouveau être réalisées, incluant les relevés sous-marins pour le nouveau tracé, la conception des postes et du renforcement du réseau en Nouvelle-Écosse, ce qui explique une mise en service projetée plus tardive que pour les scénarios S-2 et S-3 ;*
- *L'inclusion d'un renforcement du réseau de transport de la Nouvelle-Écosse (nouvelle ligne aérienne) requis pour alimenter la charge des IDLM ;*
- *L'inclusion des frais de transport et d'équilibrage entre le Québec et la Nouvelle-Écosse, pour un service non ferme ;*
- *Le maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger.*

Le service est non ferme, en raison des limitations suivantes :

- *Une seule alimentation est prévue pour le convertisseur sur le continent, puisqu'il y aurait une seule ligne à 138 kV en Nouvelle-Écosse plutôt que deux lignes à 161 kV pour le scénario de raccordement via la Gaspésie ;*
- *L'interface entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse est déjà à pleine capacité à la pointe hivernale.*

Pour tenir compte de ces limitations, ce scénario comporte une utilisation accrue de la centrale de Cap-aux-Meules par rapport aux scénarios S-2 et S-3. L'hypothèse retenue est de 4 % des heures annuelles pour combler les indisponibilités de la liaison sous-marine et les interruptions liées au réseau de la Nouvelle-Écosse, tandis que celle de *l'utilisation de la centrale thermique comme moyen de GDP (lors des pointes de la Nouvelle-Écosse)*

est de 150 heures par année. Pour assurer un niveau de fiabilité de l'approvisionnement équivalent aux autres 4 scénarios, ce scénario prévoit également l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules.

iv) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0248, HQD-12, Doc. 1 (Réponse à la demande de renseignements no. 10 de la Régie de l'énergie), figure 5.2.2 et tableaux 5.2.4 et 5.8.

v) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0248, HQD-12, Doc. 1 (Réponse à la demande de renseignements no. 10 de la Régie de l'énergie), pages 34-35 :

Achats d'électricité :
Le coût des achats d'électricité est basé sur le coût évité de l'énergie du réseau intégré à compter de 2027, tel que présenté dans l'État avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, soit ***8,4 ¢/kWh ($ 2020) indexé à l'inflation****. Les quantités sont quant à elles basées sur la prévision de la demande, moins les productions estimées de la centrale de Cap-aux-Meules et du parc éolien de la Dune-du-Nord, en considérant un taux de pertes marginales associé au raccordement sous-marin estimé à 4 %.*

Le scénario S-2 inclut un coût additionnel associé à l'impact sur le bilan de puissance, qui prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2026-2027. Le signal de coût évité de la puissance de ***116 $/kW-an ($ 2020 indexé à l'inflation)*** *est appliqué sur la pointe prévue plus 4% (taux de pertes marginales estimé), moins la contribution en puissance du parc éolien de la Dune-du-Nord considéré de 3,2 MW (40 % de la puissance installée de 8 MW). Pour les scénarios S-3 et S-4, l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP permet de compenser l'impact sur le bilan de puissance.*

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

4.3.1 Dans chacun des scénarios S2 et S3 (raccordement Percé), veuillez préciser ce qui suit :

- L'analyse économique est basée sur laquelle des différentes méthodes envisageables de protection en mer, dont l'enfouissement, l'enrochement, le matelas de béton et la coquille de fonte ?
- De même, veuillez indiquer si, sur terre, la ligne serait directement enfouie ou placée dans une canalisation (SVP confirmer, le cas échéant, que ce serait 13 km de canalisation bétonnée).
- (Note : tant en mer que sur terre, si la méthode de protection prévue n'est pas uniforme sur toute la longueur, veuillez ventiler la distance de chaque méthode qui serait employée).
- Veuillez expliquer et justifier ces choix tant du point de vue technique qu'économique (en fournissant l'ordre de grandeur des coûts différenciés).
- Si les câbles ne sont pas enfouis, veuillez spécifier le risque de leur bris potentiel par le chalutage.
- Quels sont les délais et les coûts de réparation en cas de bris d'un ou des deux câbles selon la méthode de protection retenue ?
- Les câbles (doubles) seront-ils juxtaposés ou séparés par une protection distincte ? S'ils sont séparés, de quelle distance le seront-ils ?
- Quelle est l'alternative d'alimentation des Îles à court et long termes en cas de perte du lien ? Le lien par câbles est-il prévu pour pouvoir fonctionner avec un seul pôle et retour de courant par la terre ou la mer ?

4.3.2 Dans le scénario S4 (raccordement NÉ), même sous-question.

4.3.3 Dans les scénarios S2 et S3 (raccordement Percé), veuillez décrire et indiquer le coût des renforcements ou de devancement des renforcements qui seraient requis au réseau principal d'Hydro-Québec. Le bouclage de la Gaspésie serait-il notamment requis ? Des renforcements seraient-ils requis aux lignes et postes de Rivière-du-Loup à Rimouski ? À Lévis ou à Hertel comme lorsque des ajouts antérieurs furent réalisés au réseau régional de la Gaspésie ? Des rehaussements de lignes du réseau régional ou d'autres renforcements seraient-ils requis? Ces coûts sont-ils tous inclus à votre analyse économique ?

4.3.4 Dans les scénarios S4, veuillez décrire et indiquer le coût des renforcements qui seraient requis au réseau principal visé. Ces coûts sont-ils inclus à votre analyse économique ?

4.3.5 En suivi de votre réponse à notre question 4.2 ci-dessus, veuillez préciser quelle part de main d'œuvre ou de produits québécois sera utilisée pour les fins de la fabrication et de l'installation de ces câbles ? Veuillez ventiler. Veuillez confirmer que ceux-ci seront principalement d'origine hors Québec.

4.3.6 Nous n'arrivons pas à reconstituer votre coût des achats d'électricité sur le réseau intégré indiqué aux tableaux et graphique indiqués en référence iv, à partir de la prévision de la demande et à partir des coûts évités de la référence v. À première vue coût des achats d'électricité sur le réseau intégré serait sous-estimé de 400 M$. Se pourrait-il que vous ayiez par erreur retenu le coût moyen de l'électricité sur le réseau intégré plutôt que son coût évité ? Nous vous saurions gré de compléter les tableaux suivants :

Achats en énergie (scénario S-3)

	2021 R	2022	etc					2067	TOTAL
Demande totale en énergie selon votre réponse 4.8 (GWh)									
Approvisionnement sur le réseau intégré (GWh)									
Coût évité inflationné par GWh en $2021									
Taux annuel d'inflation appliqué (%)									
Coût total en $2021									
Approvisionnement 2 éoliennes Dune-du-Nord (GWh)									
Coût applicable par GWh en $2021									
Coût total en $2021									
Approvisionnement centrale thermique (GWh)									
Total des approvisionnements (GWh)									

Achats en puissance (scénario S-3)

	2021 R	2022	etc					2067	TOTAL
Demande totale en énergie selon votre réponse 4.8 (MW)									
Approvisionnement sur le réseau intégré (MW)									
Coût évité inflationné par MW en $2021									
Taux d'inflation appliqué (%)									
Coût total en $2021									
Approvisionnement 2 éoliennes Dune-du-Nord (MW)									
Coût applicable par MW en $2021									
Coût total en $2021									
Approvisionnement									

centrale thermique (MW)									
Total des approvisionnements (MW)									

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-4
LES SCÉNARIOS ÉOLIENS

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), pages 15-16, section 3.1.3 :

3.1.3. Jumelage éolien-diesel avec stockage

S-7 – Production de deux éoliennes, jumelées à la centrale diesel existante

Ce scénario se détaille comme suit :
- *L'ajout de deux éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord de 8 MW, avec mises en service projetées en 2025 ;*
- *Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;*
- *L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh ;*
- *L'ajout d'un compensateur synchrone, pour permettre d'opérer à un moteur diesel (minimum actuel à deux moteurs).*

S-8 – Production de quatre éoliennes, jumelées à la centrale diesel existante

Ce scénario consiste en :
- *L'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord, avec mises en service projetées de deux éoliennes en 2025 et de deux éoliennes en 2030 ;*
- *Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;*
- *L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh ;*
- *L'ajout de deux compensateurs synchrones pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.*

Aux fins de l'analyse, le projet est réalisé en deux phases espacées de cinq ans, afin d'atténuer les risques techniques et économiques associés au jumelage à haute pénétration.

S-9 – Production de trois éoliennes en mer, jumelées à la centrale diesel existante

Ce scénario consiste en :
- *L'ajout de trois éoliennes en mer de 12 MW chacune, avec mises en service projetées en 2025 ;*
- *Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;*
- *L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 15 MW/15 MWh ;*

- *L'ajout de deux compensateurs synchrones pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.*

Aux fins de l'analyse, le projet est réalisé en une seule phase. La réalisation serait plus risquée, mais l'impact économique de le scinder en deux phases serait trop important pour un parc éolien en mer.

S-10 – Production de cinq éoliennes en mer, jumelées à la centrale diesel existante

Ce scénario consiste en :
- *L'ajout de cinq éoliennes en mer de 12 MW chacune, avec mises en service projetées en 2025 ;*
- *Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;*
- *L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 21 MW/21 MWh ;*
- *L'ajout de deux compensateurs synchrones pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.*

Aux fins de l'analyse, le projet est également réalisé en une seule phase pour les mêmes motifs que ceux mentionnés au scénario S-9.

Demande(s) :

4.4.1 Quelle est la hauteur et quel est la superficie et le rayon d'aire de travail de chacune des deux éoliennes actuelles de 4 MW de la Dune-du-Nord ?

4.4.2 Quelle serait la hauteur et le rayon d'aire de travail de chacune des éoliennes supplémentaires de 6,7 MW ici envisagées à la Dune-du-Nord ?

4.4.3 Quelle serait la hauteur et la superficie et le rayon d'aire de travail de chacune des éoliennes en mer de 12 MW ici envisagées ?

4.4.4 Quel est le facteur de production (Facteur d'utilisation – FU) des deux éoliennes actuelles de 4 MW de la Dune-du-Nord ?

4.4.5 Quel serait le facteur de production (Facteur d'utilisation – FU) des éoliennes supplémentaires de 6,7 MW ici envisagées à la Dune-du-Nord ? Veuillez alors déposer pour chacun des scénarios S-7 et S-8, un bilan en énergie et un bilan en puissance indiquant pour chaque année de 2021 à 2067, la répartition de l'approvisionnement en provenance de chacune des trois sources (centrale thermique, parc de 2 éoliennes actuel, nouvelles éoliennes selon votre échéancier prévu). Veuillez indiquer si le résultat serait le même en cas de conversion de la centrale thermique au mazout léger; Sinon veuillez déposer un bilan en énergie et un bilan en puissance quant à de telles variantes. Veuillez-vous assurer que les bilans en énergie et en puissance que vous déposez ici sont bien compatibles avec les tableaux que vous déposez en réponse 4.8 de la présente sur la prévision de la demande.

4.4.6 Quel serait le facteur de production (Facteur d'utilisation – FU) des éoliennes en mer de 12 MW ici envisagées ? Veuillez alors déposer pour chacun des scénarios S-9 et S-10, un bilan en énergie et un bilan en puissance indiquant pour chaque année de 2021 à 2067, la répartition de l'approvisionnement en provenance de chacune des trois sources (centrale thermique, parc de 2 éoliennes actuel, nouvelles éoliennes selon votre échéancier prévu). Veuillez indiquer si le résultat serait le même en cas de conversion de la centrale thermique au mazout léger; Sinon veuillez déposer un bilan en énergie et un bilan en puissance quant à de telles variantes. Veuillez-vous assurer que les bilans en énergie et en puissance que vous déposez ici sont bien compatibles avec les tableaux que vous déposez en réponse 4.8 de la présente sur la prévision de la demande.

4.4.7 Selon la courbe de la demande annuelle, il semblerait que la demande actuelle soit plus élevée en hiver qu'en été. Sachant que la population et le tourisme sont beaucoup plus faibles en hiver, il semblerait que cette demande supplémentaire soit majoritairement dû à une demande de chauffage électrique alimentée par la sous-station au mazout, encourager en partie par les PUEÉRA. Sachant que les divers scénarios éoliens demandent une forte contribution de la centrale au mazout (lourd ou léger), et que cette contribution serait principalement pour répondre à une demande de chauffage électrique, est-ce que l'utilisation d'un chauffage autre qu'électrique a été envisagée, avec maintien des PUEÉRA par exemple ? Veuillez élaborer.

4.4.8 Vu vos réponses aux trois sous-questions précédentes, veuillez élaborer sur la sagesse de maintenir les PUEÉRA en cas de scénario éolien.

4.4.9 Veuillez confirmer que, dans les scénarios éoliens terrestres, il y aurait compensation des milieux utilisés par un programme de plantation de foin de dunes et de protection de ces dunes ? Veuillez rappeler ce qui a été fait à cet égard lors de l'implantation des deux premières éoliennes de la Dune-du-Nord.

4.4.10 Quelles sont les localisations envisagées pour les éoliennes en mer <u>et quelle superficie terrestre serait requise pour 5 MW/5MWh ou 10 MW/101MWh en tenant compte d'une superposition des équipements</u> ? Veuillez aussi l'indiquer sur une carte.

4.4.11 Les éoliennes en mer qui sont un des scénarios pour Cap-aux-Meules pourraient-elles être raccordées pour alimenter à la fois les réseaux de Cap-aux-Meules et de l'Île-d'Entrée ? Comment serait alors géré le fait que la charge totale de l'Île-d'Entrée est inférieure à la production d'une seule éolienne?

4.4.12 Veuillez déposer toute étude dont vous disposez quant à l'impact d'éoliennes en mer sur l'environnement dont la faune aviaire et marine et sur les activités de pêche.

4.4.13 Avez-vous envisagé, comme variante au scénario, d'installer suffisamment d'éoliennes sur la terre ferme ou en mer pour répondre au besoin complet des Îles, avec un système de batteries de plus grande capacité permettre de répondre à la demande pour une à deux journées avec peu ou pas de vent?

4.4.14 Si oui, avez-vous effectué une étude d'optimisation Éoliennes-Batteries-Centrale en vous basant sur des simulations selon l'historique des vents et de la demande en électricité sur une année ou deux, afin de déterminer les quantités optimales de puissance éolienne et de capacité de stockage des batteries ? Sinon, quelle méthode avez-vous utilisé ? Veuillez notamment indiquer si le dimensionnement de systèmes de stockage par batteries (en cas de scénario éolien) est basé sur une étude de simulation des vents ou s'il est paramétrique. Veuillez déposer cette étude le cas échéant.

4.4.15 Avez-vous envisager d'utiliser un convertisseur AC-DC-AC au parc de batteries suffisamment puissant pour stabiliser la production éolienne et éviter l'installation de compensateurs synchrones ?

4.4.16 Où serait situé le système de stockage pour chacune des options éoliennes en terre ou en mer <u>et quelle superficie terrestre serait requise pour 15 MW/15MWh ou 21 MW/21MWh en tenant compte d'une superposition des équipements</u> ?

4.4.17 En suivi de votre réponse à notre question 4.2 ci-dessus, veuillez préciser quelle part de main d'œuvre ou de produits québécois sera utilisée pour les fins des scénarios éolien-stockage sur terre ou sur mer ? Veuillez ventiler.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-5
LES SCÉNARIOS SOLAIRES

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), page 16, section 3.1.4 :

> ***3.1.4. Jumelage solaire-diesel avec stockage***
>
> ***S-11 – Parc solaire centralisé de 10 MW, jumelé à la centrale diesel existante***
>
> *Ce scénario consiste en :*
> - *L'ajout d'une centrale solaire centralisée de 10 MW, avec mise en service projetée en 2025 ;*
> - *Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;*
> - *L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 3 MW/3 MWh.*
>
> ***S-12 – Parc solaire centralisé de 20 MW, jumelé à la centrale diesel existante***
>
> *Ce scénario consiste en :*
> - *L'ajout d'une centrale solaire centralisée de 20 MW, avec mise en service projetée ~~17~~ en 2025 ;*
> - *Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;*
> - *L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 6 MW/6 MWh.*

Demande(s) :

4.5.1 Quelles seraient les localisations possibles de parcs solaires et quelle superficie serait requise pour 10 MW ou 20 MW ? Veuillez aussi les indiquer sur une carte.

4.5.2 Y aurait-il avantage à considérer des panneaux solaires verticaux plutôt qu'inclinés qui serviraient alors également de pare-vents pour protéger des dunes de l'érosion éolienne ? Quelles en seraient alors les localisations possibles. Veuillez aussi les indiquer sur une carte.

4.5.3 Quel serait le facteur de production (Facteur d'utilisation – FU) de parcs solaires dans chacun des deux cas (a. verticaux ou b. inclinés) ? Veuillez alors déposer pour chacun de ces deux cas dans chacun des scénarios S-11 et S-12, un bilan en énergie et un bilan en puissance indiquant, pour chaque année de 2021 à 2067, la répartition de l'approvisionnement en provenance de chacune des trois sources (centrale

thermique, parc de 2 éoliennes actuel, parcs solaires selon votre échéancier prévu). Veuillez indiquer si le résultat serait le même en cas de conversion de la centrale thermique au mazout léger. Sinon veuillez déposer un bilan en énergie et un bilan en puissance quant à de telles variantes. Veuillez vous assurer que les bilans en énergie et en puissance que vous déposez ici sont bien compatibles avec les tableaux que vous déposez en réponse 4.8 de la présente sur la prévision de la demande.

4.5.4 Selon la courbe de la demande annuelle, il semblerait que la demande actuelle soit plus élevée en hiver qu'en été. Sachant que la population et le tourisme sont beaucoup plus faibles en hiver, il semblerait que cette demande supplémentaire soit majoritairement dû à une demande de chauffage électrique alimentée par la sous-station au mazout, encourager en partie par les PUEÉRA. Sachant que les divers scénarios solaires demandent une forte contribution de la centrale au mazout (lourd ou léger) et que cette contribution serait principalement pour répondre à une demande de chauffage électrique, est-ce que l'utilisation d'un chauffage autre qu'électrique a été envisagée, avec maintien des PUEÉRA par exemple ? Veuillez élaborer.

4.5.5 Vu vos réponses aux trois sous-questions précédentes, veuillez élaborer sur la sagesse de maintenir les PUEÉRA.

4.5.6 Avez-vous envisagé de jumeler des éoliennes terrestres et de panneaux solaires pour répondre au besoin des Îles, avec un système de batteries de plus grande capacité permettre de répondre à la demande pour une à deux journées avec peu ou pas de vent ou d'ensoleillement.

4.5.7 Avez-vous effectué une étude d'optimisation Éoliennes-Photovoltaïque-Batteries-Centrale en vous basant sur des simulations selon l'historique des vents, de l'ensoleillement et de la demande en électricité sur une année ou deux, afin de déterminer les quantités optimales de puissance éolienne, de panneaux PV et de capacité de stockage des batteries ? Sinon, quelle méthode avez-vous utilisé ?

4.5.8 Avez-vous envisager d'utiliser un convertisseur AC-DC-AC au parc de batteries suffisamment puissant pour stabiliser la production éolienne-solaire et éviter l'installation de compensateurs synchrones ?

4.5.9 Le dimensionnement de systèmes de stockage par batteries (en cas de scénario solaire) est-il basé sur une simulation de l'ensoleillement ou est-il paramétrique ? Si oui, veuillez la déposer.

4.5.10 Où serait situé le système de stockage en cas de scénario solaire <u>et quelle superficie terrestre serait requise pour 3 MW/3MWh ou 6 MW/6MWh en tenant compte d'une superposition des équipements</u> ?

4.5.11 Veuillez confirmer que, dans les scénarios solaires, il y aurait compensation des milieux utilisés par un programme de plantation de foin de dunes et de protection de ces dunes ? Veuillez rappeler ce qui a été fait à cet égard lors de l'implantation des deux premières éoliennes de la Dune-du-Nord.

4.5.12 En suivi de votre réponse à notre question 4.2 ci-dessus, veuillez préciser quelle part de main d'œuvre ou de produits québécois sera utilisée pour les fins des scénarios solaire-stockage ? Veuillez ventiler.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-6
LES SCÉNARIOS GNR-L

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), page 14, section 3.1.2 :

3.1.2. Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (GNL)

S-5 – Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (conventionnel)

Ce scénario se détaille comme suit :

- *Le remplacement de quatre des six moteurs diesel existants de la centrale de Cap-aux-Meules actuelle par des moteurs bicarburant de capacité d'environ 11 MW chacun, avec mises en service projetées de 2027 à 2028 ;*
- *Le maintien de deux groupes diesel pour la gestion des pointes et la fiabilité de l'approvisionnement ;*
- *L'ajout d'un 7e moteur bicarburant considéré pour la croissance de la charge, avec mise en service projetée en 2026.*

Le type de moteur bicarburant fonctionnerait au gaz naturel à ~95 % et au diesel léger à ~5 %. Il peut néanmoins fonctionner à 100 % au diesel léger dans l'éventualité d'une indisponibilité de gaz naturel.

En ce qui concerne le transport et l'entreposage du carburant, le scénario inclut :

- *Le transport du gaz naturel (conventionnel ou renouvelable) sous forme liquéfiée (ou GNL) par voie terrestre sur le continent (selon la source de GNL et le port d'embarquement), puis par iso-conteneurs cryogéniques transportés par bateau et finalement par camions-remorques entre le port de Cap-aux-Meules et la centrale ;*
- *L'ajout de réservoirs de stockage pour 5 000 m³ à la centrale et d'un système de vaporisation redondant ;*
- *Le maintien d'un réservoir existant de 10 000 m³ converti au diesel léger, afin de servir de réserve pour les éventualités d'un retard dans la chaîne d'approvisionnement en GNL.*

S-6 – Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R)

Ce scénario est techniquement identique au scénario de conversion au GNL (scénario S-5), mais avec un approvisionnement à 100 % en gaz naturel

renouvelable plutôt qu'en gaz fossile. Ce combustible est plus dispendieux, mais il est considéré carboneutre et serait exempt de l'achat de droits d'émission de GES.

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), page 31, tableau 5. Extrait :

Conversion de la centrale au GNL-R		
Risque	**Mesures d'atténuation**	**Risque résiduel**
5. Consommation par l'entreprise d'une proportion non négligeable du GNL-R disponible au Québec, dans le contexte des besoins des industries pour la transition énergétique	Ajout de sources d'énergie renouvelable permettant la réduction partielle de l'utilisation du GNL-R	Modéré

Demande(s) :

4.6.1 Veuillez justifier qu'un approvisionnement en gaz naturel renouvelable liquéfié (GNL-R) puisse fonder des scénarios réalistes, compte tenu de l'extrême difficulté auxquelles font face Énergir et Gazifère pour acquérir du GNR satisfaisant leurs propres obligations réglementaires.

4.6.2 Veuillez confirmer qu'en un tel cas, Hydro-Québec Distribution (HQD) se trouverait en concurrence avec Énergir et Gazifère pour acquérir du GNR.

4.6.3 Êtes-vous en mesure de préciser quel(s) serai(en)t le(s) fournisseur(s) de ce GNL-R ?

4.6.4 Êtes-vous en mesure de préciser quels seraient les ports de départ pour le transport de ce GNL-R?

4.6.5 Étant donné qu'Énergir et Gazifère doivent elles-mêmes s'approvisionner en partie en GNR hors Québec, veuillez élaborer sur la possibilité que le GNR soit obtenu par Hydro-Québec Distribution hors du Québec et ce que cela impliquerait comme modifications à ce que vous décrivez en référence (i).

4.6.6 Quels seraient les coûts spécifiques pour les investissements décrits en référence (i) (installations portuaires, installations de regazéification, conduites, entreposage, etc.) en cas de scénario avec GNL-R? À quelles localisations? De tels investissements seraient-ils entièrement assumés par Hydro-Québec Distribution (HQD) ou seraient-ils partagés avec d'autres usagers non HQD (ou même notamment avec le réseau HQD de l'Île-d'Entrée) ? Veuillez expliquer et justifier.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-7
LES SCÉNARIOS BIOMASSIQUES

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), pages 16-17, section 3.1.5 :

3.1.5. Nouvelle centrale à la biomasse

S-13 – Centrale à la biomasse à trois chaudières

Ce scénario consiste en :

- *Une nouvelle centrale à trois chaudières à lit fluidisé bouillonnant (BFB) et turbines à vapeur de 35 MW, alimentées par des copeaux de bois, avec mise en service projetée en 2025 ;*
- *Le transport du bois aux IDLM (biomasse importée) sous forme de billots, puis transformé en copeaux sur place ;*
- *L'ajout d'un système de stockage de 10 MW/10 MWh, pour pallier les limitations du taux de variation de la puissance d'une telle centrale, insuffisant considérant les fluctuations rapides de la charge et de la production éolienne du parc actuel de la Dune-du-Nord ;*
- *Le démantèlement de la centrale diesel existante.*

Un concept alternatif utilisant des granules de bois, plus denses en énergie (consommation de ~160 000 tonnes/année, comparativement à ~330 000 tonnes/année avec des billots), a également été envisagé, mais les coûts d'opération seraient globalement plus élevés.

S-14 – Centrale à la biomasse à deux chaudières

Ce scénario comporte une nouvelle centrale, selon un concept similaire au scénario S-13, mais à deux chaudières BFB de 35 MW plutôt que trois. Ce concept à deux chaudières permet de réduire les coûts d'investissement, mais trois groupes diesels doivent être maintenus dans la centrale existante pour assurer le critère de fiabilité (N-1) X 90 %.

Demande(s) :

4.7.1 Veuillez justifier qu'un approvisionnement en biomasse forestière puisse fonder des scénarios réalistes. Veuillez décrire les marchés de fourniture d'une telle biomasse et le marché de leur achat, en distinguant dans les deux cas le marché sous forme de billots et sous forme de copeaux.

4.7.2 Veuillez confirmer qu'en un tel cas, Hydro-Québec Distribution (HQD) se trouverait en concurrence avec d'autres acheteurs, en spécifiant lesquels sur le marché.

4.7.3 Êtes-vous en mesure de préciser quel(s) serai(en)t le(s) fournisseur(s) de cette biomasse forestière et sous quelle forme celle-ci serait fournie (billots ou granules) ?

4.7.4 Avez-vous considéré que la biomasse sous forme de granules de bois pouvait être utilisé beaucoup plus efficacement pour le chauffage si les usagers convertissaient leur fournaise à l'huile à des fournaises aux granules plutôt qu'au chauffage électrique?

4.7.5 Veuillez élaborer sur le volume (converti en GWh annuels) du potentiel biomassique local aux IDLM, tel que les résidus de poissonnerie, résidus urbains, etc.

4.7.6 Êtes-vous en mesure de préciser quels seraient les ports de départ pour le transport de la biomasse forestière envisagée ?

4.7.7 À quelles localisations, et à quels coûts spécifiques seraient les divers investissements décrits en référence (i) (installations portuaires, transformation en copeaux, nouvelle centrale, entreposage, etc.) en cas de scénario avec biomasse forestière ? De tels investissements seraient-ils entièrement assumés par Hydro-Québec Distribution (HQD) ou seraient-ils partagés avec d'autres usagers non HQD (ou même notamment avec le réseau HQD de l'Île-d'Entrée) ? Veuillez expliquer et justifier.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-8
LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Lettre B-0088 :

le Distributeur demande à la Régie que soit suspendue l'analyse de sa stratégie de conversion pour les IDLM

ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4110-2019, Lettre A-0023 :

la Régie accueille la demande du Distributeur et reporte à une seconde phase du présent dossier l'examen de sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM

iii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0010, HQD-3, Doc. 1, pages 54-55 :

TABLEAU 7.3-1 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	6 920	6 958	6 984	7 004	7 020	7 029	7 035	83	83	83	83	-35,8%
Ventes (GWh)	**177,91**	**180,90**	**182,89**	**185,26**	**187,51**	**190,21**	**191,66**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**-42,2%**
dont résidentiel	*100,88*	*103,20*	*104,93*	*106,95*	*108,90*	*111,14*	*112,49*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	-40,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,78	22,14	22,38	22,67	22,95	23,27	23,45	0,22	0,22	0,22	0,22	
Besoins en énergie (GWh)	199,69	203,04	205,27	207,93	210,46	213,48	215,11	0,96	0,96	0,96	0,96	-41,4%
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	**43,96**	**44,87**	**45,70**	**46,50**	**47,25**	**47,99**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**		**-43,6%**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l'énergie :											
Besoins en énergie (GWh)	46,53	44,77	42,43	40,08	37,74	35,40	33,06	0,26	0,26	0,27	0,26
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	14,71	13,96	13,21	12,46	11,71	10,96	0,08	0,08	0,08	0,08	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

TABLEAU 7.3-1-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	**6 838**	**6 877**	**6 902**	**6 922**	**6 938**	**6 947**	**6 952**					
Ventes (GWh)	**177,17**	**180,16**	**182,15**	**184,52**	**186,77**	**189,47**	**190,92**					
dont résidentiel	*100,32*	*102,64*	*104,38*	*106,39*	*108,34*	*110,57*	*111,93*					
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,56	21,92	22,17	22,45	22,73	23,06	23,23					
Besoins en énergie (GWh)	**198,73**	**202,08**	**204,31**	**206,97**	**209,50**	**212,53**	**214,15**					
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	**43,71**	**44,62**	**45,45**	**46,25**	**47,00**	**47,74**						

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l'énergie :											
Besoins en énergie (GWh)	46,26	44,51	42,16	39,82	37,48	35,14	32,79				
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	14,63	13,88	13,13	12,38	11,63	10,88					

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

TABLEAU 7.3-1-B :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	82	82	82	82	82	82	82	83	83	83	83	0,1%
Ventes (GWh)	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,74**	**0,0%**
dont résidentiel	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	*0,56*	0,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
Besoins en énergie (GWh)	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,0%
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**		**0,1%**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l'énergie :											
Besoins en énergie (GWh)	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,26
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

iv) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables).

Demande(s) :

4.8.1 Veuillez indiquer la prévision la plus récente de la demande pour les territoires de chacun des deux réseaux des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules et l'Île-d'Entrée) pour chacune des années de 2021-2067, selon chacun des deux tableaux suivants pour chacun de ces deux réseaux (qu'il y ait raccordement ou non).

Demande en énergie

	2021 (R)	2022	2023	2024	2025	Etc.								2067
Demande électrique totale (GWh)														
Chauffage de l'espace des clients (GWh)														
Chauffage de l'eau des clients (GWh)														
Autres usages des clients (GWh)														
Pertes, consommation des centrales et usages internes (GWh)														
Demande électrique totale si l'on soustrait 100 heures de pointe (GWh)														
Demande électrique totale si l'on soustrait 300 heures de pointe (GWh)														
Demande en chauffage de l'espace non électrique (convertie en GWh)														
Demande en chauffage de l'eau non électrique (convertie en GWh)														

Demande en puissance

	2021(R)	2022	2023	2024	2025	Etc.								2067
Demande électrique totale (MW)														
Chauffage de l'espace des clients (MW)														

Chauffage de l'eau des clients (MW)														
Autres usages des clients (MW)														
Pertes, consommation des centrales et usages internes (MW)														
Demande électrique totale si l'on soustrait 100 heures de pointe (MW)														
Demande électrique totale si l'on soustrait 300 heures de pointe (MW)														
Demande en chauffage de l'espace non électrique (convertie en MW)														
Demande en chauffage de l'eau non électrique (convertie en MW)														

4.8.2 La prévision ci-dessus est effectuée en quelle date (précisez au moins en ce qui concerne les 9 premières années de ces tableaux).

4.8.3 Veuillez déposer toutes les hypothèses démographiques, énergétiques et socio-économiques 2021-2067 au soutien de cette prévision de la demande, dont notamment :

- Croissance annuelle du nombre de ménages.
- Croissance annuelle du PIB.
- Taux de change de chaque année.
- Tout développement économique particulier ou autre croissance particulière.

4.8.4 Veuillez décrire les PUEÉRA tels qu'ils étaient offerts aux deux réseaux des Îles-de-la-Madeleine avant vos récentes démarches pour les réduire ou abolir.

4.8.5 Veuillez décrire vos récentes démarches pour réduire ou abolir les PUEÉRA aux deux réseaux des Îles-de-la-Madeleine, tant celles déjà réalisées que celles prévues, avec les dates, volumes de réduction, diminutions d'aides, mesures compensatoires, etc.

4.8.6 À titre comparatif, quelles mesures (diminutions d'aides, mesures compensatoires, etc.) avaient été prises (montants, durées) pour décroître et abolir les PUEÉRA lorsque les réseaux autonomes de Wemotaci et La-Romaine furent raccordés au réseau principal ?

4.8.7 Veuillez décrire les mesures et programmes disponibles (de HQD ou d'ailleurs) pour aider à la conversion du chauffage au mazout vers l'électricité ou aider à l'installation

d'autoproduction, en spécifiant les montants offerts et toute bonification actuelle ou prévue de telles aides. Veuillez également spécifier la quantité de telles conversions réalisées dans les 2 réseaux des IDLM (de 2018 à ce jour et prévues au cours des prochaines années), tant en nombre de clients qu'en volumes (GWh et MW) de chacune des catégories de consommateurs, en spécifiant les montants d'aides versés ou prévus.

4.8.8 Veuillez présenter, pour chacun des 2 réseaux des IDLM, le potentiel d'autoproduction (solaire, éolienne ou autre), les quantités réalisées ou prévues (de 2018 à ce jour et prévues au cours des prochaines années), tant en nombre de clients qu'en volumes (GWh et MW) de chacune des catégories de consommateurs, en spécifiant les montants d'aides versés.

4.8.9 Veuillez rappeler les tarifs disponibles aux IDLM pour l'autoproduction en spécifiant si des options tarifaires supplémentaires sont envisagées par HQD à cet égard comme dans le cas d'autres réseaux autonomes.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-9
LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DE L'ÎLE-D'ENTRÉE

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Lettre B-0088 :

le Distributeur demande à la Régie que soit suspendue l'analyse de sa stratégie de conversion pour les IDLM

ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4110-2019, Lettre A-0023 :

la Régie accueille la demande du Distributeur et reporte à une seconde phase du présent dossier l'examen de sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM

iii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4086-2019, Pièce B-0010, HQD-2, Doc. 1, Page 12, Tableau 4, Extrait :

Clova **L'Île-d'Entrée** **Port-Menier**	**Conversion** *ouvert*	*Printemps 2019*

Demande(s) :

4.9.1 Veuillez déposer tout éventuel suivi de vos démarches indiquées en référence (iii) quant à la conversion aux énergies renouvelables de l'Île-d'Entrée?

4.9.2 Le raccordement de l'Île-d'Entrée au réseau de Cap-aux-Meules est-il considéré ? Veuillez élaborer, notamment quant à la date et la possibilité en un tel cas de placer l'actuelle centrale diesel légère de l'Île-d'Entrée en réserve froide.

4.9.3 Des options solaires sont-elles considérées pour l'Île d'Entrée ? Veuillez élaborer, notamment quant à la date et au dimensionnement.

4.9.4 Des options éoliennes sont-elles considérées pour l'Île-d'Entrée ? Veuillez élaborer, notamment quant à la date et au dimensionnement.

4.9.5 D'autres options d'énergies renouvelables sont-elles considérées pour l'Île-d'Entrée ? Veuillez élaborer, notamment quant à la date et au dimensionnement.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-10
LE PLAN DE RÉFECTION DES GROUPES DE PRODUCTION DIESEL

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), maintien au moins partiel de la centrale thermique

Demande(s) :

4.10.1 Quel est le nombre d'heures de fonctionnement atteint par **chacun** des groupes diesel des centrales Cap-aux-Meules et Île-d'Entrée, selon votre évaluation la plus récente (dont vous indiquerez la date)?

4.10.2 Quel est l'échéancier de remplacement-réfection des groupes diesel de la centrale Cap-aux-Meules dans chacun des scénarios ?

4.10.3 Quel est l'échéancier de remplacement-réfection des groupes diesel de la centrale Île-d'Entrée ?

DEMANDE DE RENSEIGNEMENT RTIEÉ-4-11
LA CAMPAGNE DE COMMUNICATIONS

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4110-2019, Pièce B-0204, HQD-11, Doc. 1 (Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables), maintien au moins partiel de la centrale thermique

Demande(s) :

4.11.1 Veuillez déposer les divers documents de la campagne de communications et de consultation d'Hydro-Québec Distribution quant aux divers scénarios d'approvisionnement électrique des réseaux des Îles-de-la-Madeleine. Sans chaque cas, veuillez spécifier les dates où ils furent diffusés et le mode de diffusion (publics visés, nombre de copies, distribuées de quelle manière, encarts dans les média, etc.).

_____