DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DU ROEÉ À HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec — Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec

RÉGIE DE L'ÉNERGIE — DOSSIER R-4110-2019, PHASE 2

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 <u>au moment opportun</u>, 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	*Loi sur les pêches* : travaux en eau dans l'habitat des espèces pêchées	Travaux sur une courte période (une saison de pêche)	Modéré
2	*Loi sur les espèces en péril* : 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	*Loi sur la qualité de l'environnement*	Atténuer et compenser les impacts sur les milieux humides et hydriques	Faible
Conversion de la centrale au GNL-R			
4	*Loi sur la qualité de l'environnement* : 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'éoliennes[1]			
5	*Loi sur la qualité de l'environnement* : 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	*Loi sur l'aéronautique*	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.

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.

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

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.

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

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?

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

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 reconnait 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.

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 ?

2.2.1. Si oui, comment ?

2.2.2. Si non, pourquoi ?

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.

3.1.2. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

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.

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 ROEÉ 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.

4.2. Veuillez confirmer la compréhension du ROEÉ 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.

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&usg=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 (¢/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 (¢/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 (¢/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 (¢/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 (¢/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 (¢/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 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.

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.

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.

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 ?

SIMULATIONS

7. Références :

i) C-ROEÉ 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 ROEÉ 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.

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.

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

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.).

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.

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 ROEÉ 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.

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 dervenir 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).

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).