DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 11 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR – PHASE 2

VERSION CAVIARDÉE

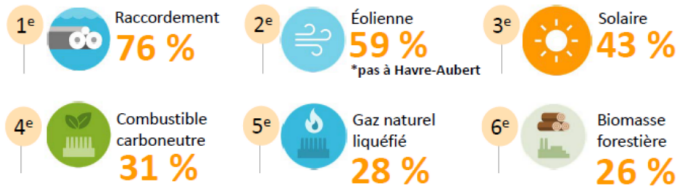
ACCEPTABILITÉ SOCIALE

1. Références :
(i) Pièce B-0204, p. 21;
(ii) Pièce B-0204, p. 26;
(iii) Pièce B-0248, p. 20;
(iv) Pièce B-0253, p. 10;
(v) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 23;
(vi) Pièce C-AQPER-0068, p. 7;
(vii) Pièce C-AQPER-0068, p. 15;
(viii) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 8 à 10;
(ix) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 16;
(x) Pièce C-FCEI-0067, p. 8 et 9;
(xi) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 5 et 6;
(xii) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 19;
(xiii) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 23.

Préambule :

(i) « *La figure 2 présente les résultats du sondage téléphonique en ce qui a trait au niveau de favorabilité des répondants en regard des différentes filières. Les résultats détaillés du sondage téléphonique sont présentés à l'annexe C.*

FIGURE 2 :
NIVEAU DE FAVORABILITÉ DU MILIEU À L'ÉGARD DES SIX FILIÈRES PRÉSENTÉES



Source : Sondage téléphonique réalisé par Ad hoc Recherche au cours des mois d'octobre et novembre 2020 parmi la communauté des IDLM. »

[nous soulignons]

(ii) Tableau 3

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.

(iii) « *4.2 À la lumière des nouvelles informations contenues dans la pièce B-0204 déposé par le Distributeur le 29 octobre 2021 et les impacts sur les réductions des GES, veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure d'évaluer des changements en matière d'acceptabilité de certaines filières, depuis la consultation de l'automne 2020.*

Réponse : Hydro-Québec n'a pas noté de changement en regard de l'acceptabilité sociale des différentes filières depuis sa consultation à l'automne 2020.

Des rencontres dans le milieu se sont tenues en septembre 2021, pour annoncer la solution privilégiée par Hydro-Québec, et en novembre 2021, dans le cadre du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine. Les échanges qui s'y sont déroulés ont démontré une adhésion vis-à-vis le raccordement comme solution privilégiée. » [nous soulignons]

(iv) « *4.2 Veuillez indiquer le nombre de personnes et/ou d'organismes qui ont été rencontrés lors de ces deux rencontres et le pourcentage de ceux-ci ayant démontré une adhésion vis-à-vis le raccordement comme solution privilégiée.*

Réponse : Comme plus amplement démontré par le tableau R-4.1 [pièce B-0253, p. 9, tableau R-4.1] *fourni en réponse à la question 4.1, plus de deux rencontres se sont tenues auprès de personnes ou organismes durant les mois mentionnés. Voir également la réponse à la question 4.1 pour le nombre de personnes ou d'organismes rencontrés.*

Les objectifs de ces rencontres étaient d'informer et de consulter les différentes parties prenantes en regard du projet de raccordement. Il ne s'agissait pas de prendre une mesure quantitative de l'adhésion au projet. Toutefois, les échanges avec les personnes et organismes concernés se sont avérés positifs et ont démontré cette adhésion.

De plus, les personnes et organismes rencontrés sont soit des représentants officiels de la population puisqu'ils sont élus, soit des représentants de groupes significatifs pour le milieu (pêcheurs, groupes environnementaux et autres). Hydro-Québec juge ces avis significatifs dans le cadre de ses projets. » [nous soulignons]

(v) « *Ainsi, les valeurs montrées au Tableau 3 ne sont pas des pourcentages d'acceptabilité sociale, mais plutôt un niveau de favorabilité des options présentées dans le cadre d'un sondage téléphonique: il ne s'agissait pas d'un vote pour lequel un choix net est effectué, mais plutôt d'une cueillette d'information. Plus précisément, la question en référence (ii) visait à documenter le niveau de favorabilité aux différentes options présentées.*

Il y a une différence entre être favorable à la réalisation d'un projet et accepter que celui-ci se réalise.

Par exemple, le Tableau 3 indique une acceptabilité sociale de 31% pour le scénario S6 concernant la conversion de la centrale actuelle au GNL-R. Comme indiqué à la citation ci-dessus, cette valeur est le résultat d'un sondage téléphonique où, il ne s'agissait pas d'un vote pour lequel un choix net est effectué, mais plutôt d'une cueillette d'information.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, cela ne signifie pas que 69% des participants au sondage téléphonique estiment que cette option n'est pas acceptable.

L'AQCIE et le CIFQ considèrent qu'il est abusif considérer ces pourcentages comme le niveau d'acceptabilité de chacune des options. » [nous soulignons]

(vi) « *... l'AQPER est grandement préoccupée par le processus utilisé par le Distributeur pour évaluer le respect ou non du critère d'acceptabilité social eu égard à la solution de raccordement proposée par ce dernier. Premièrement, tel que le mentionne le Distributeur, l'AQPER souligne que les résultats du sondage en ligne se sont avérés non représentatifs de la communauté des IDLM*[1].

---

[1] La note de bas de page (n° 15 dans la citation) renvoie à la note de bas de page 17 de la pièce B-0204 : « *Les résultats du sondage en ligne se sont avérés non représentatifs de la Communauté des IDLM. Toutefois, ils convergent avec ceux du sondage téléphonique.* »

Concernant le sondage téléphonique, l'AQPER s'interroge sur la partialité du message véhiculé par le Distributeur en amont du sondage téléphonique. En effet, dans la mesure ou le Distributeur favorise l'une des options sondées, les éléments d'informations transmis publiquement favorisent donc l'option de raccordement proposée par le Distributeur. À titre d'exemple, voici une page Web décrivant les différentes options énergétiques pour la décarbonation des IDLM présentée par le Distributeur en octobre 2020 dans son processus de consultation avec le milieu (conversation.hydroquebec.com/projet). En prenant connaissance des capsules vidéo, on note, entre autres choses, que le Distributeur a présenté uniquement un scénario avec du gaz naturel liquéfié (« GNL ») provenant de ressources fossiles en soulignant l'impact négatif sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les scénarios évalués par le Distributeur dans son analyse comparative considèrent uniquement le GNL provenant de ressources renouvelables, soit le GNL-R [l'intervenante souligne]. *Ce produit, connu pour ses faibles émissions, voir sa carbonégativité selon les approvisionnements utilisés, ne semble pas avoir été convenablement évalué. Conséquemment, l'AQPER se questionne sur la pertinence d'utiliser les résultats du sondage téléphonique pour attribuer une mesure d'approbation sociale pour le GNL-R.* […]

Dans ces circonstances, peut-être aurait-il été souhaitable ou pertinent de réaliser un second sondage indépendant afin de valider les résultats obtenus par la firme Ad hoc Recherche ou d'obtenir une expertise sur la valeur probante des résultats obtenus. Toutefois, considérant la décision procédurale D-2022-043 et le budget alloué, l'AQPER n'a pu aller dans cette direction. » [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(vii) « … *l'AQPER a noté que le Distributeur a présenté uniquement un scénario avec du GNL provenant de ressources fossiles en soulignant l'impact négatif d'un tel scénario sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les scénarios évalués par le Distributeur dans son analyse comparative considèrent uniquement le GNL-R. De l'avis de l'AQPER, l'adhésion par la communauté des IDLM à une telle source d'énergie renouvelable serait plus importante que ne laisse sous-entendre la preuve du Distributeur.* »

(viii) « *Nous comprenons que le Distributeur n'a pas établi de pondération pour soupeser ces critères, préférant utiliser une approche souple « au cas par cas » qui lui permet d'évaluer la pertinence des scénarios en fonction d'une comparaison globale des constats qu'il retient des critères.*

Il est à noter que le critère relatif à la fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été considéré comme déterminant dans le choix de la méthode d'approvisionnement à retenir puisqu'il a été jugé que l'ensemble des scénarios analysés rencontrait la cible du Distributeur [...]. *Ce faisant, il convient de souligner que la discrimination des différents scénarios s'est conséquemment largement réalisée en appréciant les trois (3) autres critères.*

À cet égard, la Communauté maritime constate que le critère relatif à l'acceptabilité sociale a été central dans l'appréciation du Distributeur. [...]

Cependant, pour soupeser les scénarios démontrant un potentiel probant à plus d'un égard, le critère lié à l'acceptabilité sociale a contribué fortement à orienter le choix du Distributeur. En effet, le critère de l'acceptabilité sociale a été important pour le Distributeur dans son choix de :

- *Favoriser le Scénario retenu S-3 sur les scénarios S-15, S-16 et S-17 qui présentaient des économies par rapport au statu quo supérieures (minimalement 182 M$) alors que les réductions en GES par rapport au statu quo étaient équivalentes, voire supérieures;*
- *Favoriser le Scénario retenu S-3 sur les autres scénarios privilégiés, soit le scénario de la centrale alimentée au GNL-R jumelée à deux (2) éoliennes (scénario S-15) et le scénario de la centrale alimentée au GNL-R (scénario S-6).*

Ainsi, le Scénario retenu S-3 n'est ni celui permettant les meilleures économies, ni celui ayant la plus forte baisse des gaz à effet de serre, mais celui dont le Distributeur présume rencontrer le moins de risque en termes d'acceptabilité sociale.

[...] *la Communauté maritime estime respectueusement que le Distributeur a analysé les enjeux découlant de l'acceptabilité sociale restrictivement et a omis de tenir compte ou d'approfondir certains constats qu'il a lui-même tiré de ses démarches destinées à analyser l'acceptabilité sociale.* » [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(ix) « [...] *le questionnaire utilisé pour sonder la population contenait une présentation succincte de certains avantages et inconvénients afférents à chacune des filières sous analyse. La Communauté maritime a noté des différences importantes entre les informations communiquées lors des consultations lors des filières en 2020 et les résultats de l'analyse du Distributeur des scénarios. Sans être exhaustive, l'énumération ci-après énonce des différences importantes entre les informations présentées à la population dans le cadre de la consultation et le contenu de la preuve :*

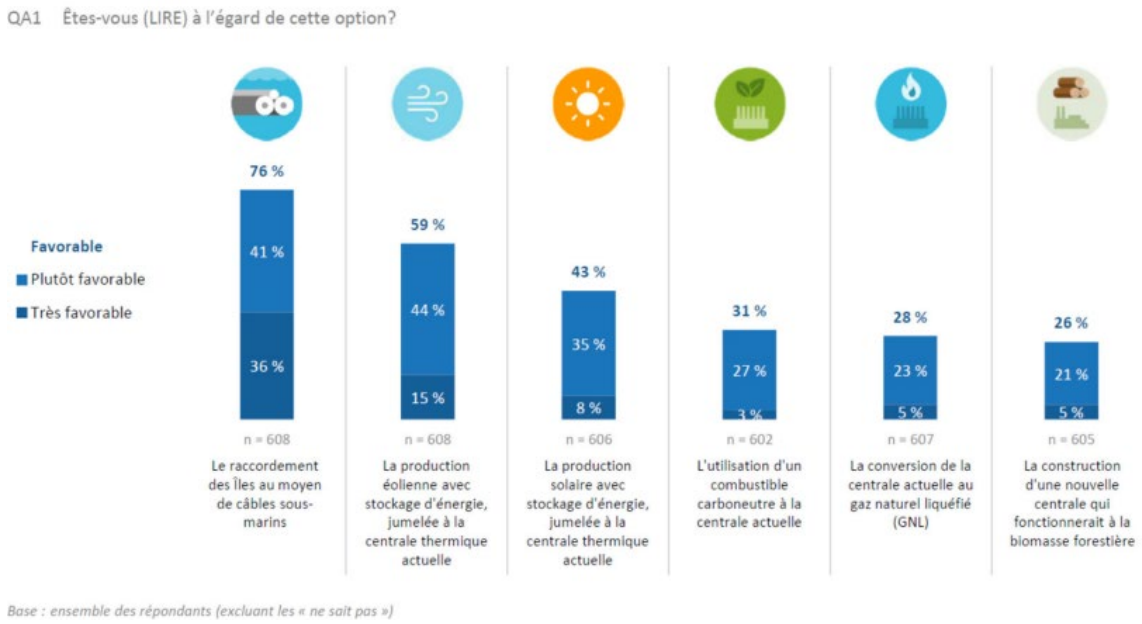
- *L'option de raccordement par câbles est la seule option d'approvisionnement où la fiabilité est nommée comme avantage alors que le problème de fiabilité ne constitue pas un élément déterminant pour l'ensemble des scénarios;*
- *À l'exception de l'option de raccordement par câbles, le pourcentage de gain en réduction de gaz à effet de serre ne concorde pas avec les scénarios présentés;*
- *Aucun des scénarios présentés ne propose l'implantation de 8 éoliennes supplémentaires;*
- *Relativement à l'option du combustible carboneutre, il est mentionné que :*
  - *Le coût d'achat très variable et élevé alors que les scénarios S-15, S-16 et S-17 sont moins dispendieux que le Scénario retenu S-3;*
  - *La disponibilité est incertaine alors que la fiabilité haute et l'approvisionnement sont conformes et validés auprès de Énergir;*
  - *Des défis techniques liés à l'utilisation optimale et sécuritaire sont relevés alors que la preuve est muette à cet égard.*

Dans la mesure où la fiabilité était l'élément prépondérant pour les répondants et que seul le raccordement répondait positivement à ce critère selon l'information véhiculée, il est probable que la favorabilité notée à l'égard de cette filière ait été acquise en raison (du moins dans certains cas) de cette particularité.

À ces éléments discordants, il faut aussi prendre en considération qu'une mise à jour générale des avantages et inconvénients des scénarios aurait dû être effectuée.

Pour la Communauté maritime, ces différences montrent l'importance fondamentale de consulter par la suite sur des scénarios concrets et de transmettre de façon active l'information à jour à la population afin que l'acceptabilité sociale soit correctement évaluée. » [nous soulignons]

(x) « *Le Distributeur a fait évaluer par la firme Ad hoc Recherche l'acceptabilité sociale de six options énergétiques aux IDLM. Ad hoc Recherche a produit un rapport présentant les résultats suivants :*



À partir des résultats de cette évaluation, le Distributeur a inféré l'acceptabilité sociale des dix-sept (17) solutions analysées. Les résultats de cet exercice se retrouvent au tableau 3 de la preuve du Distributeur, tel que reproduit ci-dessous. La FCEI estime que certaines des inférences faites par le Distributeur sont incohérentes avec les préférences exprimées par les répondants et peu crédibles.

Plus particulièrement, la FCEI estime que l'acceptabilité sociale de 31% à 59% imputée aux solutions S-15 et S-16 est incompatible avec celle de 59 % imputée aux solutions S-7 et S-8. En effet, ces solutions sont respectivement identiques, à la différence près que les solutions S-7 et S-8 utilisent le diesel alors que les solutions S-15 et S-16 utilisent le GNL renouvelable. Le Distributeur attribue la borne inférieure de 31% à ces dernières solutions sur la base de la réponse à l'option de combustible renouvelable à la centrale actuelle.

Ces imputations suggèrent de manière étonnante que les répondants préfèrent le diesel d'origine fossile au GNL renouvelable en complément à l'éolien. Ce résultat paraît a priori incompatible avec l'importance très ou assez élevée accordée par 93% des répondants à la réduction de gaz à effet de serre ainsi qu'au niveau de priorité qu'ils accordent à la réduction des GES, laquelle arrive au deuxième rang dernière la fiabilité et devant l'acceptabilité sociale et les coûts.

Considérant cela, la FCEI juge plus vraisemblable que l'acceptabilité sociale des solutions S15 et S-16 soit au moins égale à celle des solutions S-7 et S-8. [...]

Dans ces circonstances, la FCEI estime qu'il est prématuré de statuer sur l'acceptabilité sociale des solutions. Elle recommande qu'une nouvelle consultation soit réalisée qui ne porterait pas sur des options de filières, mais plutôt sur des solutions concrètes. Notamment, les solutions S-3, S-6 et S-15 identifiées comme plus prometteuses par le Distributeur pourraient faire l'objet d'une consultation spécifique. Une telle consultation pourrait également permettre de valider ou rectifier certaines perceptions. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(xi) « *La méthodologie utilisée pour juger de l'acceptabilité sociale est problématique. Le Distributeur semble se baser uniquement sur un sondage téléphonique de 15 minutes avec 609 participants. Selon la section 3.3.2 de la Stratégie [pièce B-0204], on comprend que les participants ont été invités à coter les filières, mais pas les stratégies ni les scénarios. Ainsi, la filière éolienne ayant reçu une cote de 59 %, chacun des quatre scénarios impliquant les éoliens (S-7 à S-10) reçoit cette même cote — peu importe les impacts environnementaux et la réduction d'émissions de GES de chaque scénario. En effet, en termes écologiques les éoliennes terrestres sont très différentes des éoliennes en mer, alors qu'en termes d'émissions de GES, le S-7 aura trois fois plus d'émissions que le S-10. Le critère de l'acceptabilité sociale nous apparait donc manifestement déficient à cet égard et peu utile dans l'exercice de différencier les scénarios.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(xii) ***3.3 Constats de la Communauté maritime***

« *La Communauté maritime souligne l'importance de l'acceptabilité sociale dans le présent dossier pour arrêter le choix du scénario de raccordement à retenir* […].

Les aspects ci-avant soulevés amènent la Communauté maritime à croire que l'acceptabilité sociale n'a pas adéquatement été mesurée en date des présentes et que des validations supplémentaires, sans être exhaustives, méritent d'être effectuées. […]

La Communauté maritime réitère qu'il s'agit d'un projet « hors-norme » pour sa collectivité et que l'acceptabilité sociale dans ce contexte n'est pas anodine puisque ce sont les citoyens de la Communauté maritime qui seront les premiers touchés et concernés par la méthode d'approvisionnement choisie.

L'envergure de ce projet pour la Communauté maritime, qui est d'ailleurs pressentie depuis plusieurs années, requiert que ses fondations soient implantées et acceptées par la population et réponde à ses besoins. L'acceptabilité sociale à son égard sera alors pérenne. » [nous soulignons]

(xiii) ***5.0 Conclusion***

« […] ***la Communauté maritime demande à la Régie :***

DE REQUÉRIR au Distributeur d'effectuer des validations supplémentaires et adaptées afin de mesurer l'acceptabilité sociale des scénarios sous analyse; [emphase de l'intervenante] »

Demandes :

La Régie a préparé le tableau suivant à partir des tableaux 1, 2 et 3 et de la figure 3 de la pièce B-0204.

Identification	Titre	Description	GES annuels (t. éq. CO2)	Δ GES annuels (t. éq. CO2)	Coût estimé (M$)	Δ Coût estimé (M$)	Coût médian (M$)	Δ Coût médian (M$)	Acceptabilité sociale	Combustible
S07	Éolien 13,4 MW	Ajout de 2 éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord + **Maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd** + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh + Ajout de 1 compensateur synchrone, pour permettre d'opérer à un moteur diesel	108 833	14 506	1 718	-235	2 364	-274	59%	Mazout lourd
S08	Éolien 26,8 MW	Ajout de 4 éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord + **Maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd** + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh + Ajout de 2 compensateurs synchrones, pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante	80 155	43 184	1 562	-391	2 124	-514	59%	Mazout lourd
S15	GNL-R + Éolien 13,4 MW	**Conversion de la centrale au GNL-R**, tel que le scénario S-6 + Ajout de 2 éoliennes de 6,7 MW + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh	7 452	115 887	1 725	-228	2 142	-496	31% - 59%	GNL - R (95%) Diésel léger (5%)
S16	GNL-R + Éolien 26,8 MW	**Conversion de la centrale au GNL-R**, tel que le scénario S-15 + Ajout de 4 éoliennes de 6,7 MW + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh + Ajout d'un compensateur pour permettre d'opérer à un moteur au GNL-R.	5 690	117 649	1 633	-320	2 053	-585	31% - 59%	GNL - R (95%) Diésel léger (5%)

Δ = Écart par rapport au Statu quo

1.1. La CMIDLM constate que le critère relatif à l'acceptabilité sociale a été central dans l'appréciation du Distributeur des scénarios et a contribué à orienter le choix du scénario S-3 comparativement aux scénarios plus économiques et offrant des réductions de gaz à effet de serre (GES) équivalentes, voire supérieures, au statu quo (référence (viii)). Veuillez commenter le constat de l'intervenante.

1.2. Veuillez confirmer ou infirmer l'existence de différences importantes mises en lumière par la CMIDLM (référence (ix)) entre les informations sur les filières communiquées lors de la consultation de 2020 et les résultats de l'analyse des scénarios effectuée par le Distributeur et présentés dans la pièce B-0204, déposée en octobre 2021. Dans l'affirmative, veuillez justifier l'absence d'une mise à jour de l'information sur le site d'Hydro-Québec. Veuillez également préciser les actions entreprises par le Distributeur afin de communiquer les scénarios auprès des populations concernées.

1.3. Veuillez confirmer ou infirmer que le niveau d'acceptabilité sociale à l'égard des six filières, mesuré dans le cadre du sondage réalisé en octobre et novembre 2020 (référence (i)), a été également utilisé pour évaluer le niveau d'acceptabilité sociale des scénarios présentés dans la pièce B-0204 (référence (ii)). Dans l'affirmative veuillez préciser pourquoi le Distributeur assimile l'acceptabilité sociale d'une filière à celle d'un projet.

1.4. Veuillez confirmer ou infirmer qu'à ce jour, dans son processus de consultation avec le milieu sur la conversion des IDLM vers des sources d'énergie renouvelable, le Distributeur a présenté uniquement le gaz naturel liquéfié (GNL) provenant de ressources fossiles (référence (vi)). Veuillez justifier.

1.5. Veuillez commenter l'opportunité et l'utilité de diffuser les informations relatives à l'impact économique et à la réduction des GES de la filière de gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) pour les scénarios impliquant la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules.

1.6. Veuillez confirmer ou infirmer que les consultations réalisées en septembre et en octobre 2021 portaient uniquement sur le scénario de raccordement des IDLM au réseau principal avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en appoint, c'est à dire le scénario S-3 (références (iii) et (iv)).

1.6.1. Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi les scénarios de conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R n'ont pas fait l'objet de consultations.

1.7. Veuillez commenter l'opportunité et l'utilité d'effectuer un sondage sur des scénarios spécifiques, dont des scénarios mettant en valeur particulièrement le potentiel énergétique de la filière éolienne en précisant le lieu d'implantation.

1.8. Veuillez confirmer ou infirmer que l'acceptabilité sociale des scénarios S-15 et S-16 résulte de l'acceptabilité de l'option d'utilisation d'un combustible carboneutre à la centrale actuelle.

1.8.1. Veuillez commenter le constat de la FCEI voulant que le processus suivi par le Distributeur suggère que les répondants préfèrent le diesel d'origine fossile (scénarios S-7 et S-8) au GNL-R (scénarios S-15 et S-16) en complément à l'éolien (référence (x)).

1.9. Le RNCREQ (référence (xi)) constate que les scénarios S-7 à S-10 impliquant les éoliennes reçoivent un niveau d'acceptabilité sociale de 59 % de la filière éolienne, peu importe leurs impacts environnementaux et leurs réductions d'émissions de GES, et ce malgré le fait que le scénario S-7 implique l'émission de trois fois plus de GES annuellement que le scénario S-10. L'intervenant conclut que la méthodologie utilisée pour juger de l'acceptabilité sociale des scénarios est problématique et lui apparait déficiente et peu utile dans l'exercice de les différencier. Veuillez commenter le constat et la conclusion de l'intervenant.

1.10. Considérant l'importance pour le Distributeur du critère de l'acceptabilité sociale d'un projet de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) à des énergies renouvelables, veuillez commenter les constats de la Communauté maritime présentés à la référence (xii).

1.11. Veuillez commenter la conclusion de la Communauté maritime présentée à la référence (xiii) et indiquer si le Distributeur est d'accord pour effectuer des validations supplémentaires afin de mesurer l'acceptabilité sociale des scénarios sous analyse. Veuillez élaborer.

RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS

2. Références :
(i) Pièce B-0076, p. 4 et 5;
(ii) Pièce B-0204, p. 23;
(iii) Pièce C-AHQ-ARQ-0086, p. 20;
(iv) Pièce C-AHQ-ARQ-0086, p. 13 et 14;
(v) https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1892958/indice-prix-consommation-canada-mai-2022-hausse
(vi) https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2021-01.html

Préambule :

(i) « *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. Comme déjà mentionné, les coûts du scénario de raccordement pourraient varier en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes du milieu.*

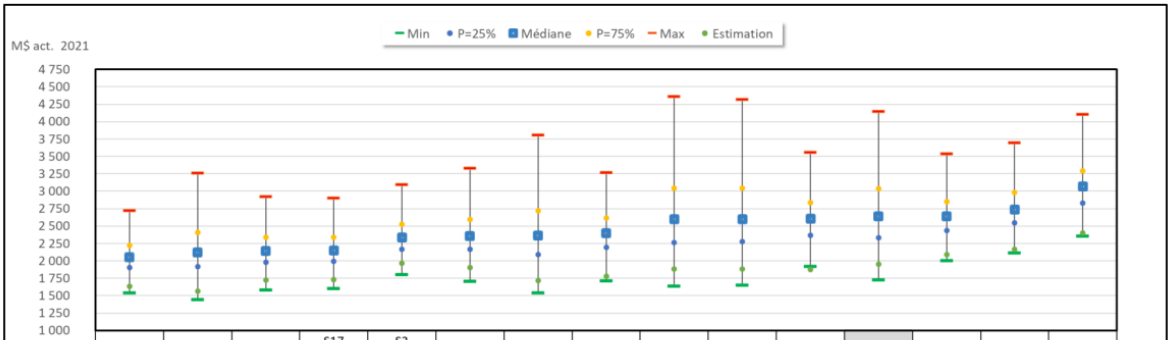
TABLEAU 1 :
SCÉNARIO DE RACCORDEMENT PAR RAPPORT AU SCÉNARIO STATU QUO (2025-2064)

M$ act. 2018	Statu quo	Raccordement	Écarts	
Investissements	152	606	454	
Charges	1 313	635	-677	
Revenus additionnels	0	-63	-63	
TOTAL	**1 465**	**1 179**	**-286**	**-20%**

»

(ii) Figure 3 : Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo en M$ actualisés 2021.

FIGURE 3 :
ÉTUDE COMPARATIVE DU COÛT DES SCÉNARIOS
SELON LA MÉTHODE DE SIMULATION MONTE-CARLO EN M$ ACTUALISÉS 2021



	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	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	1 636	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	2 266	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	2 598	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	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	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	1 882	1 887	1 875	1 953	2 091	2 169	2 400

Notes : Les scénarios sont présentés en ordre croissant du coût moyen de la médiane. Les lignes du tableau de données correspondent respectivement au coût minimum (Min), au coût avec probabilité de non-dépassement de 25 % (P=25 %), à la médiane (probabilité de non-dépassement de 50 %), au coût avec probabilité de non-dépassement de 75 % (P=75 %), au coût maximum (Max) et à l'estimation (avant la calibration des coûts pour l'analyse probabiliste).
Les scénarios S-2 et S-5 ont été exclus de l'analyse.

(iii) « *Nous sommes d'avis que l'incertitude demeure importante sur les scénarios de câbles sous-marins (S-2, S-3 et S-4). En effet, les coûts de la solution de raccordement en provenance de la Gaspésie ont presque doublé en quelques mois, passant de 1 179 M$ en juin 2020 à 2 335 pour le scénario S-3 en octobre 2021. Rien n'assure qu'une telle tendance ne se poursuivra pas dans le cadre de l'avant-projet.* […] *Il est important de noter que dans un cas récent Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), celui-ci prévoit dépasser ses coûts d'investissements de l'ordre de 26 % par rapport à l'évaluation de l'avant-projet et ce, pour un projet qui ne comporte pas les inconnues sous-marines qui pourraient se présenter dans le cas présent.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iv) « *Le Distributeur indique que les scénarios doivent minimalement permettre de réduire les coûts de l'approvisionnement par rapport au statu quo (sur une période d'analyse de 2021 à 2067). Il indique par ailleurs que la rentabilité d'un projet se traduit par rapport à une réduction des coûts d'approvisionnement.*

Nous ne pouvons pas être en accord avec cette interprétation du Distributeur telle que libellée. En effet, nous sommes d'avis qu'il n'est pas suffisant que le scénario retenu permette de réduire les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo mais que le scénario retenu devrait être celui qui, parmi ceux qui respectent les trois autres critères, soit celui qui permette de réduire le plus les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo. [soulignements de l'intervenant]

Par conséquent, nous recommandons à la Régie de retenir comme critère de réduction des coûts d'approvisionnement que le scénario retenu devrait être celui qui, parmi ceux qui respectent les trois autres critères, permette de réduire le plus les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo. [emphase et soulignements de l'intervenant] » [nous surlignons], [notes de bas de page omises]

(v) Article publié le 22 juin 2022 sur le site web de Radio-Canada ayant pour titre : « *L'inflation bondit à 7,7 % en mai, la plus forte hausse depuis janvier 1983* ».

(vi) Site web d'Hydro-Québec sur l'A/O 2021-01: Appel d'offres pour l'acquisition de 480 MW d'énergie renouvelable.

Demandes :

À partir du tableau 1 de la référence (i), de la figure 3 de la référence (ii) et des données déposées par le Distributeur sous pli confidentiel (pièce B-0267), la Régie a préparé le tableau suivant :

	Coût estimé - M$$_{2018}$$			
	Statu quo	Raccordement	Δ	
Investissements	152	606	454	
Charges	1 313	635	-678	
Revenus additionnels	0	-63	-63	
Total	**1 465**	**1 178**	**-287**	**-20%**

	Coût estimé - M$$_{2021}$$			
	Statu quo	Raccordement	Δ	
Investissements	[redacted]			
Charges				
Revenus additionnels				
Total	**1 953**	**1 965**	**12**	**1%**

2.1. Veuillez confirmer ou infirmer que l'écart entre les coûts estimés du Statu quo et ceux du scénario de raccordement a considérablement diminué entre juin 2020 (référence (i)) et octobre 2021(référence (ii)). Veuillez expliquer.

2.2. Veuillez confirmer que, parmi les scénarios offrant des réductions significatives de GES, le scénario S-3 n'est pas celui qui offre la meilleure réduction des coûts d'approvisionnements par rapport au statu quo (référence (ii)).

2.3. Compte tenu de la poussée inflationniste observée récemment, de la hausse des taux directeurs de la Banque du Canada et du processus d'appels d'offres en cours, veuillez commenter l'opportunité de mettre à jour les scénarios déterministes pour tenir compte du contexte économique actuel et d'une révision possible des coûts évités de la puissance et de l'énergie (références (v) et (vi)).

SIMULATIONS MONTE CARLO

3. Références :
(i) Pièce C-AHQ-ARQ-0086, p. 20;
(ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 16 à 18;
(iii) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 2;
(iv) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 29;
(v) Pièce B-0204, p. 23;
(vi) Pièce B-0260, p. 13.

Préambule :

(i) « […] *le Distributeur n'a pu justifier que la précision des investissements pour le scénario sous-marin S-3 (une première pour Hydro-Québec) soit inférieure à la précision des investissements des scénarios éoliens S-7 et S-8 (technologie éprouvée) autrement que par une description du processus utilisé pour déterminer la précision retenue. Il est important de noter que dans un cas récent Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), celui-ci prévoit dépasser ses coûts d'investissements de l'ordre de 26 % par rapport à l'évaluation de l'avant-projet et ce, pour un projet qui ne comporte pas les inconnues sous-marines qui pourraient se présenter dans le cas présent.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « *Pour le scénario S3* […] *la variation Capex-pérennité et investissements est de -21% à +92%. Il s'agit d'une variation englobant la mise en place des câbles et l'ajout des postes convertisseurs.*

Selon l'AQCIE et le CIFQ, les variations associées aux postes convertisseurs devraient être plus faibles que celles associées à la mise en place des câbles puisqu'il s'agit d'équipements et de travaux connus et maîtrisés par les spécialistes d'Hydro-Québec. Cependant, il en est autrement pour la mise en place du câble sous-marin de 225 km. Ne disposant pas des éléments de base qui ont permis aux spécialistes d'Hydro-Québec d'arriver à un consensus, il n'est pas possible de se prononcer sur le réalisme des variations de -21% à +92%.

Pour le scénario S16 […] *les variations retenues par le Distributeur sont de -13% à +115%.*

Selon l'AQCIE et le CIFQ, ces variations sont surprenantes, notamment la valeur de +115%. En effet, il s'agit pour la plupart de travaux usuels et bien maîtrisés par Hydro-Québec. De plus l'ajout d'éoliennes ne devrait pas présenter de risque important puisqu'il y a déjà deux éoliennes sur le site prévu, de sorte qu'il ne devrait pas y avoir de circonstances inconnues et imprévisibles pour l'installation des nouvelles éoliennes.

Par ailleurs, dans sa demande de renseignements, le RNCREQ présente une référence du « US Department of Energy » qui prévoit une diminution du Capex pour les éoliennes terrestres et pour le stockage par batteries.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, en se basant sur les informations disponibles il apparaît que les variations Capex pour le scénario S16 ne sont pas réalistes. De plus, le Distributeur n'a pas justifié les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo. […]

Les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo ont un impact important sur le coût total des scénarios, et l'impact est différent selon les scénarios. Il faut donc s'assurer que les valeurs MIN et MAX sont bien justifiées, ce qui n'est pas le cas comme on l'a mentionné plus haut.

Il est à noter que pour les Investissements, l'impact des simulations Monte-Carlo est de [redacted]% pour le scénario S16 et de [redacted]% pour le scénario S3. Étant donné que les simulations Monte-Carlo veulent mesurer les incertitudes liées à chaque scénario, cela signifierait que selon ces résultats, les investissements associés à l'installation d'un câble sous-marin de 225 km et à l'ajout de deux postes convertisseurs comporteraient moins d'incertitudes que les investissements associés à la conversion de la centrale actuelle et à l'ajout d'éoliennes sur un site déjà connu, ce qui n'est pas logique.

Ces résultats montrent l'importance de justifier les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo, ce qui n'a pas été fait par le Distributeur. Le fait que les valeurs MIN et MAX sont le résultat d'un consensus de spécialistes d'Hydro-Québec ne constitue pas une justification. Il faudrait fournir les bases qui ont permis d'obtenir un consensus. » [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(iii) « […] *cette étude* [analyse Monte Carlo] *est entachée d'une erreur méthodologique importante, soit l'utilisation d'une distribution triangulaire avec des valeurs min/max asymétriques* »

(iv) « *Si les valeurs min/max sont symétriques, l'utilisation d'une distribution triangulaire ne diverge pas des résultats de l'analyse déterministe. Mais lorsque les min/max sont asymétriques, elle mène à des résultats qui ne sont pas compatibles avec l'analyse originale.*

C'est cela que le Distributeur a fait. Son analyse Monte Carlo contredit son analyse détaillée. La simple raison en est simple : il applique une distribution probabiliste qui n'est pas compatible avec les paramètres qu'il a choisis initialement.

Cela explique pourquoi les coûts médians selon l'étude Monte Carlo sont significativement plus élevés que les estimations de l'étude économique. Les fourchettes asymétriques, combinées avec le choix arbitraire d'y appliquer une distribution triangulaire, font en sorte que l'étude Monte Carlo contredit l'étude économique, plutôt que de l'approfondir.

Cet important problème enlève toute valeur probante à l'étude Monte Carlo exécuté par le Distributeur. Ainsi, la seule conclusion sur le plan économique qui demeure est celle présentée au Tableau 2 ci-dessus (à la page 17), où le scénario S-3 est en 12e place, après tous les scénarios faisant appel à la filière éolienne, et même après le Statu quo (S-1). » [nous soulignons]

(v) Figure 3 : Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo en M$ actualisés 2021.

(vi) Figure R-3.1 : Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo incluant le scénario S-2 – révisé.

Demandes :

3.1. Veuillez confirmer ou infirmer que les valeurs MIN et MAX (MIN/MAX) utilisées pour les simulations Monte-Carlo ont un impact important sur les coûts médians des scénarios (référence (ii)).

3.2. Veuillez confirmer ou infirmer que l'utilisation de valeurs min/max asymétriques et d'une distribution triangulaire font en sorte que le coût médian d'un scénario est supérieur au coût estimé (référence (iv)).

3.3. Selon l'AQCIE-CIFQ, la variation des valeurs MIN/MAX en « Capex-pérennité et investissements » du scénario S-3 ne traduit pas fidèlement le risque associé au raccordement des IDLM au réseau principal (référence (ii)). Veuillez commenter.

3.4. Selon l'AQCIE-CIFQ, la variation des valeurs MIN/MAX en « Capex-pérennité et investissements » du scénario S-16 ne traduit pas adéquatement le risque associé à l'ajout d'éoliennes terrestres sur un site où des éoliennes sont déjà en exploitation, ni la tendance anticipée des coûts d'investissements de la filière éolienne et du stockage d'énergie (référence (ii)). Veuillez commenter.

3.5. L'AQCIE-CIFQ arrive à la conclusion que selon les résultats des simulations Monte-Carlo « *les investissements associés à l'installation d'un câble sous-marin de 225 km et à l'ajout de deux postes convertisseurs comporteraient moins d'incertitudes que les investissements associés à la conversion de la centrale actuelle et à l'ajout d'éoliennes sur un site déjà connu* » (référence (ii)). Veuillez commenter.

3.6. Selon le RNCREQ, l'utilisation d'une distribution triangulaire avec des valeurs MIN/MAX asymétriques entache les analyses Monte-Carlo réalisées par le Distributeur d'une erreur méthodologique importante (référence (iii)). Veuillez commenter.

À partir des figures présentées dans les pièces aux références (v) et (vi), la Régie a préparé le tableau suivant :

Scénarios triés selon le coût estimé	**S08**	**S16**	**S07**	**S15**	**S17**	**S09**	**S11**	**S12**	**S06**	**S01**	**S03**	**S10**	**S02**	**S04**	**S14**	**S13**
	Éolien 26,8 MW	**GNL-R + Éolien 26,8 MW**	**Éolien 13,4 MW**	**GNL-R + Éolien 13,4 MW**	**GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW**	**Éolien en mer 36 MW**	**Solaire 10 MW**	**Solaire 20 MW**	**GNL-R**	**Statu quo**	**Raccord (Percé) + centrale GDP**	**Éolien en mer 60 MW**	**Raccord (Percé)**	**Raccord Nouvelle-Écosse**	**Biomasse 70 MW + diesel**	**Biomasse 105 MW**
	1 562	**1 633**	**1 718**	**1 725**	**1 728**	**1 776**	**1 882**	**1 887**	**1 904**	**1 953**	**1 965**	**1 966**	**2 072**	**2 091**	**2 169**	**2 400**
Scénarios triés selon le coût médian	**S16**	**S08**	**S15**	**S17**	**S03**	**S06**	**S07**	**S09**	**S02**	**S11**	**S12**	**S10**	**S01**	**S04**	**S14**	**S13**
	GNL-R + Éolien 26,8 MW	**Éolien 26,8 MW**	**GNL-R + Éolien 13,4 MW**	**GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW**	**Raccord (Percé) + centrale GDP**	**GNL-R**	**Éolien 13,4 MW**	**Éolien en mer 36 MW**	**Raccord (Percé)**	**Solaire 10 MW**	**Solaire 20 MW**	**Éolien en mer 60 MW**	**Statu quo**	**Raccord Nouvelle-Écosse**	**Biomasse 70 MW + diesel**	**Biomasse 105 MW**
	2 053	**2 124**	**2 142**	**2 153**	**2 335**	**2 359**	**2 364**	**2 399**	**2 404**	**2 598**	**2 601**	**2 607**	**2 638**	**2 640**	**2 737**	**3 066**
Scénarios triés selon le risque (Max-Min)	**S16**	**S03**	**S17**	**S02**	**S15**	**S04**	**S09**	**S14**	**S06**	**S10**	**S13**	**S08**	**S07**	**S01**	**S12**	**S11**
	GNL-R + Éolien 26,8 MW	**Raccord (Percé) + centrale GDP**	**GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW**	**Raccord (Percé)**	**GNL-R + Éolien 13,4 MW**	**Raccord Nouvelle-Écosse**	**Éolien en mer 36 MW**	**Biomasse 70 MW + diesel**	**GNL-R**	**Éolien en mer 60 MW**	**Biomasse 105 MW**	**Éolien 26,8 MW**	**Éolien 13,4 MW**	**Statu quo**	**Solaire 20 MW**	**Solaire 10 MW**
	1 187	**1 288**	**1 299**	**1 331**	**1 342**	**1 528**	**1 555**	**1 580**	**1 621**	**1 639**	**1 749**	**1 820**	**2 267**	**2 415**	**2 667**	**2 709**

Statu quo
S-3 Scénario de raccordement par Percé et maintien de la centrale en appoint
S-6 Scénario de conversion de la centrale au GNL-R
S-16 Scénario de conversion de la centrale au GNL-R combiné à l'implantation de 2 éolienne au site de Dune du Nord

3.7. Le RNCREQ avance que l'analyse Monte-Carlo du Distributeur contredit l'analyse déterministe que ce dernier a effectuée et note que les coûts médians sont significativement plus élevés que les estimations de l'étude économique. Il affirme que les « *fourchettes asymétriques, combinées avec le choix arbitraire d'y appliquer une distribution triangulaire, font en sorte que l'étude Monte Carlo contredit l'étude économique, plutôt que de l'approfondir* » (référence (iv)). Veuillez commenter.

3.8. Veuillez préciser si l'ordonnancement économique des scénarios devrait se faire en fonction du coût estimé ou du coût médian. Veuillez expliquer.

TAUX DE PERTES

4. Références : (i) Pièce B-0248, p. 34;
(ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 11;
(iii) Pièce C-ROEÉ-0079, p. 16 et 17.

Préambule :

(i) « *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 %.* » [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(ii) « *Selon l'AQCIE et le CIFQ, le taux de pertes à considérer pour l'approvisionnement des IDLM devrait inclure les pertes du réseau intégré pour se rendre jusqu'à Percé et ajouter les pertes associées au câble. Le taux de pertes pour acheminer l'électricité jusqu'aux IDLM devrait donc être supérieur à 5,11%. Les informations fournies ne permettent pas de s'assurer que la totalité des pertes a été prise en compte. En prenant en considération un taux de pertes plus élevé, le coût total du scénario S3 serait augmenté.* »

(iii) « […] *le ROEÉ estime que le niveau des pertes techniques strictement liées à l'efficacité de conversion des deux postes convertisseurs, des deux transformateurs (en amont du convertisseur de Percé et en aval de celui des IDLM) de même qu'aux pertes par effet Joule dues au câble lui-même se situent à un niveau d'environ 13%. Ce taux de pertes de transit n'inclut ni les pertes de transit d'hydroélectricité (le cas échéant) en amont de Percé, ni celles induites par le transit à travers le réseau actuel de Cap-aux-Meules du point de raccordement du scénario S-3 jusqu'aux clients qu'il alimenterait aux IDLM.*

[…] ***le ROEÉ recommande à la Régie de prendre acte que le niveau des pertes du scénario de raccordement se situe vraisemblablement à un minimum de 19%, ce qui représente plus du double du niveau de pertes d'acheminement qu'Hydro-Québec estime à 9% actuellement pour son scénario S-3.*** [emphase de l'intervenant] ».

Demandes :

4.1. Veuillez indiquer dans le tableau suivant le taux de pertes des achats d'électricité dans un contexte d'approvisionnement des IDLM selon les scénarios S-2 et S-3 :

	Taux de perte
Sur le réseau principal	
Sur le lien entre Percé et les IDLM (2 convertisseurs & câble à courant continu)	
Sur le réseau des IDLM	
Total	

4.2. À la lumière de la réponse à la question précédente, veuillez commenter l'opportunité de mettre à jour les coûts estimés (analyses économiques déterministes) des scénarios S-2 et S-3 pour tenir compte du taux de pertes total.

GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ RENOUVELABLE

5. Références :
(i) Pièce B-0204, p. 30 et 31;
(ii) Pièce B-0204, Annexe A, p. 10 et 11;
(iii) Pièce B-0204, Annexe A, p. 13;
(iv) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 25;
(v) Pièce C-AQPER-0068, p. 15;
(vi) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 18;
(vii) Pièce C-FCEI-0067, p. 4 et 5.

Préambule :

(i) « *Pour la plupart des risques identifiés à ce stade de l'avant-projet, les mesures d'atténuation visées permettent de réduire le risque résiduel, particulièrement en ce qui a trait au scénario de raccordement par câbles sous-marins. De l'avis du Distributeur, un seul risque résiduel demeure élevé, soit la perception durable de certains groupes environnementaux et certains membres de la communauté des IDLM que l'utilisation du gaz naturel renouvelable par l'entreprise servirait à des fins d'écoblanchiment (risque n° 6), quelles que soient les mesures d'atténuation mises en place par Hydro-Québec.*

Dans le contexte d'une économie à faible empreinte carbone souhaitée par le gouvernement et d'une disponibilité limitée du gaz naturel renouvelable au Québec, le risque qu'une proportion non négligeable de ce combustible carboneutre soit accaparée pour la conversion énergétique du réseau des IDLM (risque n° 5) demeure. Dans le cadre du PEV 2030, le gouvernement préconise en effet une approche pragmatique, fondée sur le déploiement complémentaire de ces autres énergies renouvelables, lorsque l'électrification ne sera pas possible. Comme la disponibilité du GNR dépendra du développement de l'offre additionnelle et des industries québécoises qui opteront pour ce combustible, il s'avère impossible de confirmer que les quantités projetées pour l'alimentation du réseau des IDLM ne sont pas sujettes à générer une insuffisance de l'offre pour l'industrie au Québec, de là le niveau de risque résiduel modéré.

TABLEAU 5 :
RISQUES LIÉS À L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

	Risque	Mesures d'atténuation	Risque résiduel
Raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie, avec centrale en moyen de GDP			
1	Inquiétude quant à la perte d'emplois et aux retombées économiques dans le milieu	Engagement de maintenir les emplois (82) ; formation d'un comité conjoint avec les acteurs du milieu favorisant les retombées économiques locales et le maintien des emplois	Faible
2	Dérangement local et de courte durée des baleines à statut particulier et de la tortue luth durant la phase d'installation des câbles sous-marins	Surveillance en continu des baleines à statut particulier et de la tortue luth à partir des bateaux pendant l'installation des câbles sous-marins	Faible
3	Pêche et faune benthique : dérangement local et de courte durée durant l'installation des câbles sous-marins	Aménagement d'habitats pour les espèces commerciales en collaboration avec les pêcheurs	Faible
4	Impact de l'érosion sur les câbles sous-marins	Forage dirigé pour la transition terre-mer	Faible
Conversion de la centrale au GNL-R			
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
6	Perception d'écoblanchiment (population, groupes environnementaux locaux et nationaux), en lien avec un scénario d'approvisionnement contractuel en GNL-R, alors que les approvisionnements physiques seraient essentiellement du GNL- conventionnel, dans un scénario d'approvisionnement via le réseau gazier	Un mécanisme certifié et transparent de traçabilité serait à mettre en place par le fournisseur (comme des CER pour l'électricité)	Élevé
7	Perception négative de la population quant à la poursuite d'émissions de contaminants atmosphériques et de bruit à proximité de la centrale	Mise en place de mesures afin de se conformer aux normes d'émissions atmosphériques et respecter les limites de bruit permises	Modéré
Conversion de la centrale au GNL-R et ajout d'éoliennes [1]			
8	Impacts sur les milieux humides, les espèces floristiques et fauniques à statut particulier	Éviter le plus possible les zones sensibles et les habitats des espèces fauniques à statut. Au besoin, transplantation des espèces floristiques à statut et compenser les impacts sur les milieux humides	Modéré
9	Impact visuel	Installation des éoliennes loin des zones habitées et dans la zone industrielle identifiée par le milieu et limiter leur nombre	Modéré

Note 1 : Les risques 5 à 7 et les mesures d'atténuation afférentes s'appliquent aussi à ce scénario. »

[nous soulignons et nous surlignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *Bien que ne représentant qu'une petite fraction du gaz naturel dans le réseau d'Énergir, le gaz naturel renouvelable (GNR) existe bel et bien en capacité commerciale disponible en 2021 au Québec. Le GNR représente donc à court terme une réelle possibilité d'intégration/substitution de carburant carboneutre aux IDLM qui a fait l'objet d'une analyse distincte détaillée, en dehors du présent mandat. Intuitivement à moyen terme, la combinaison d'une certaine capacité de production locale de biogaz à partir des matières résiduelles des IDLM (économie circulaire) et de l'importation de GNR québécois apparaît comme un scénario prometteur* ».

(iii) « *L'analyse réalisée pour la direction Réseaux autonomes permet de conclure que seul le GNR présente un potentiel de substitution réaliste pour une conversion par un combustible carboneutre avant 2030.* »

(iv) « *Considérant qu'un mécanisme certifié serait mis en place et que le scénario de conversion au GNL-R est basé sur une proposition d'Énergir, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que le risque ne devrait pas être qualifié de « Élevé ».* »

(v) « *Concernant le GNL-R, compte tenu des cibles gouvernementales, l'AQPER estime après consultation de ses membres, qu'il y aura suffisamment de GNR en 2025 pour répondre à 100% des besoins des IDLM en GNR.* » [note de bas de page omise]

(vi) « *La Communauté maritime n'est pas conceptuellement favorable ou défavorable envers l'utilisation de combustible carboneutre, comme le GNR en conjonction avec une source d'énergie renouvelable telle l'éolien et le solaire, dans le contexte où le Distributeur considère ces sources comme fiables et diminuant significativement les gaz à effet de serre.*

Cependant, comme pour le scénario de raccordement, elle maintient en revanche que l'acceptabilité sociale dépend d'une évaluation de l'ensemble des avantages et désavantages, dont ceux socio-économique de scénarios concrets, et non de filières.

La Communauté maritime note que le Distributeur semble apporter une grande importance à l'acceptabilité sociale de la filière du GNR et ses impacts nationaux dans ce dossier. Comme indiqué aux risques d'acceptabilité 5 et 6 du tableau 5 de sa preuve et en réponse aux DDR de la Communauté maritime, l'utilisation de moins de 6 % de GNR raisonnablement disponible en 2030 et la perception d'écoblanchiment notamment de groupes nationaux, sont respectivement qualifié de risques résiduels modéré et élevé.

La Communauté maritime souligne que, parallèlement, le Distributeur lors de la phase 3 du présent dossier a présenté des critères pour un appel de proposition de 480 MW, dans lequel les combustibles carboneutres, tels que le GNR, sont explicitement permis et où un pointage de 1/100 est attribué sur la provenance du combustible avec suivi des attributs.

Le Distributeur a également récemment présenté à la Régie le dossier R-4169-2021 concernant une entente avec Énergir sur le chauffage biénergie électricité et gaz naturel non renouvelable, sans échéancier ou coût précis pour une conversion au GNR.

L'écoblanchiment semble donc être un enjeu moins central dans ces deux autres dossiers. La Communauté maritime n'arrive pas réconcilier ses deux visions semblant contradictoires du Distributeur par rapport à une même filière et invite respectueusement la Régie à prendre en considérant cet état de fait. » [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(vii) « *Les charges d'exploitation actualisées des scénarios incluant du GNL (S-6, S-15, S-16 et -17) sont environ 200 M$ plus élevées que celles du statu quo. La FCEI comprend que cet écart s'explique principalement par des charges d'exploitation de* [redacted] *par année pour le transport, le stockage et la vaporisation du GNL. Pour évaluer le caractère a priori raisonnable de ces charges, la FCEI les compare avec les coûts réels du fonctionnement de l'usine LSR d'Énergir ainsi qu'avec d'autres données mises de l'avant par Énergir antérieurement.*

[…] *on peut évaluer (sans inclure aucune économie d'échelle) que le coût d'exploitation de stations similaires à celles qu'Énergir a envisagé d'installer sur le réseau de l'Estrie serait de 1,2 M$2015 par an à exploiter pour un investissement de 30 M$2015. Les montants sont du même ordre lorsque les coûts prévus pour le réseau du Saguenay sont utilisés.*

L'écart important entre les charges d'exploitation anticipées pour les solutions S-6, S-15, S-16, S-17 et celles des projets antérieurs d'Énergir représente, en valeur actualisée [redacted] *dans le contexte des options S-6, S-15, S-16 et S-17.* ***Considérant l'ampleur de ces écarts, la FCEI estime que des validations additionnelles à ce niveau sont essentielles.*** » [emphase de l'intervenante], [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

Demandes :

5.1. Veuillez donner votre avis quant à la disponibilité du GNL-R à moyen et long terme afin d'alimenter la centrale de Cap-aux-Meules de façon à satisfaire les scénarios S-15, S-16 et S-17. Veuillez justifier votre avis.

5.2. À la lumière des informations présentées par la FCEI (référence (vii)), veuillez confirmer ou infirmer que les charges d'exploitation anticipées pour les solutions S-6, S-15, S-16, S-17 sont surévaluées, principalement à cause des charges annuelles d'exploitation pour le transport, le stockage et la vaporisation du GNL-R. Veuillez expliquer.

5.2.1. Dans l'affirmative, veuillez indiquer le nouveau coût estimé des scénarios impliquant la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R.

5.3. Veuillez commenter la position exprimée par la CMIDLM relative à la perception d'écoblanchiment et voulant que l'approche du Distributeur à l'égard du GNL-R dans le présent dossier semble contradictoire avec sa position à cet égard dans le cadre, notamment, de la phase 3 du présent dossier (référence (vi)).

DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE

6. Références : (i) Pièce C-ROEÉ-0079, p. 18;
(ii) Pièce B-0204, p. 12 à 18;
(iii) Pièce B-0204, p. 33;
(iv) Pièce B-0248, p. 8;
(v) Pièce C-AQPER-0068, p. 19;
(vi) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 22 à 23.

Préambule :

(i) « *Le ROEÉ observe que plus de 20% d'électricité verte disponible localement par le parc éolien de la Dune-du-Nord dans le régime des vents des IDLM est actuellement rejetée par HQ, soit 8 410 des 40 260 disponibles annuellement selon les calculs d'HQ.* »

(ii) L'ajout d'un ou deux compensateurs synchrones permet d'opérer à un seul moteur et même l'arrêt complet de la centrale pour certains scénarios combinant la filière éolienne avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux -Meules.

(iii) « *À la lumière des résultats de la consultation publique et de l'analyse des scénarios alternatifs d'approvisionnement du réseau des IDLM, le Distributeur estime que le raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe (scénario S-3) est le scénario qui satisfait le mieux aux quatre orientations qui le guident dans le choix de la solution pour la conversion du réseau des IDLM. Ce scénario demeure la solution privilégiée par le Distributeur.* […]

Le Distributeur analysera également la possibilité d'expansion du parc éolien de la Dune-du-Nord. Avant d'aller de l'avant avec un tel projet, le Distributeur devra démontrer que celui-ci serait compatible avec la solution retenue pour la conversion énergétique du réseau des IDLM. » [nous soulignons]

(iv) « *Pour les scénarios comportant des éoliennes terrestres (scénarios S-7, S-8, 4 S-15, S-16 et S-17), le Distributeur a d'abord évalué la puissance maximale qui pourrait être installée sur le site de la Dune-du-Nord. Considérant la sensibilité environnementale du milieu et l'espace limité, le Distributeur a considéré qu'un maximum de quatre éoliennes pourraient potentiellement y être installées. Afin de maximiser la puissance, un modèle d'éolienne terrestre de 6,7 MW, parmi les plus puissantes sur le marché, a été retenu aux fins de l'analyse.* » [nous soulignons]

(v) « *L'AQPER est d'avis que les options de mix énergétique offrent une grande flexibilité en raison de l'utilisation de plusieurs technologies. En effet, comme mentionné précédemment, nous sommes en faveur d'une stratégie de mix énergétique qui permet un déploiement séquentiel en ligne avec l'ajout récent des deux éoliennes dans le secteur de la Dune-du-Nord. Par ailleurs, nos membres nous informent que ce parc a été conçu pour recevoir jusqu'à quatre autres éoliennes, et ce, avec l'appui du milieu.* » [nous soulignons]

(vi) « *Cela dit, malgré les effets de l'actualisation, la substitution des coûts prévus par le NREL pour les coûts « investissements – croissance » dans les scénarios éoliens du Distributeur aura un effet important sur les coûts globaux du scénario.*

Pour quantifier cet effet, nous avons procédé comme suit :

- *Les prévisions de coût de NREL ont été converties en dollars canadiens à un taux fixe d'US$0.80/CA$1.00;*
- *Un montant a été rajouté à ces coûts annuels pour tenir compte des coûts additionnels dus à l'inaccessibilité des IDLM. Ce montant est basé sur l'écart entre l'estimation du Distributeur et celle du NREL pour l'année 2020. Des cas des ajouts de 0%, 50% et 100% de cet écart ont été étudiés;*
- *Cela donne lieu à une série des coûts annuels ajustés (2021 à 2067) pour les investissements en éoliennes (croissance seulement), exprimée comme un pourcentage du coût annuel indiqué par le Distributeur au B-0267;*
- *Les coûts « investissements – croissance » pour chaque année du scénario sous étude (selon l'onglet "Économique" de B-0267) sont réduits par ce pourcentage, reflétant la prévision ajustée;*
- *La valeur actualisée de ces coûts ajustés est comparée à la valeur actualisée totale (incluant charges, investissements et revenus) pour le scénario, selon le Distributeur.*

Les résultats de cet exercice sont exposés aux Tableau 3 et Tableau 4 ci-après :

Tableau 3. Impacts de l'utilisation des prévisions NREL — Scénario 8 (éoliennes terrestres)

Coûts annuels rajoutés (% de l'écart IDLM vs NREL pour 2020)	coûts act. (HQD)	coûts act. (ajustés)	écart	écart (%)
0%	[redacted]	[redacted]	107,184	6.9%
50%	[redacted]	[redacted]	72,525	4.6%
100%	[redacted]	[redacted]	37,865	2.4%

Ce tableau démontre que, pour le S-8 (éoliens terrestres, 26,8 MW en deux phases), l'utilisation des coûts prévus par le NREL mène à une diminution des coûts actualisés par 6,9 %, soit une réduction de 1,56 à 1,45 milliard de $. Le fait d'augmenter ces coûts chaque année par 50 % de l'écart entre le coût selon HQD et celui selon NREL pour 2020 réduit cet écart à 4,6 %. Les augmenter par 100 % le réduit à 2,4 %.

Évidemment, une étude plus poussée serait requise pour déterminer laquelle de ces prévisions de coûts est la plus fiable. Une étude Monte Carlo pourrait aussi être utile à cet égard. Toutefois, l'étude Monte Carlo faite par le Distributeur — avec une fourchette allant de -17% à +97% (par rapport aux valeurs établies par le Distributeur) — n'est pas très éclairante à cet égard. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

6.1. Veuillez confirmer ou infirmer l'observation du ROEÉ voulant que « *plus de 20% d'électricité verte disponible localement par le parc éolien de la Dune-du-Nord dans le régime des vents des IDLM est actuellement rejetée par HQ* » (référence(i)).

6.1.1. Dans l'affirmative :
a) Veuillez expliquer cette perte de production ;
b) Veuillez indiquer si l'ajout de compensateurs synchrones tel que décrit à la référence (ii), pourrait contribuer à réduire cette perte de production.

6.1.2. Dans la négative, veuillez commenter.

6.2. Veuillez confirmer ou infirmer que l'expansion du parc éolien de la Dune-du-Nord est compatible avec le scénario S-3 proposé par le Distributeur (référence (ii)). Veuillez expliquer.

6.3. Veuillez confirmer ou infirmer qu'un maximum de quatre éoliennes pourraient être intégrées au site existant de la Dune-du-Nord (références (iv) et (v)). Veuillez justifier votre réponse.

6.4. Veuillez commenter les études présentées par le RNCREQ et leurs impacts sur les scénarios tels que calculés par le RNCREQ (référence (vi)).

GAZ À EFFET DE SERRE

7. Référence : (i) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 2 et 3.

Préambule :

(i) « *Enfin, l'analyse des réductions de GES des différents scénarios est aussi entachée par une erreur importante. Les émissions GES attribuées à l'électricité du réseau sont d'uniquement 0,005 t/GWh. Cette valeur exclue les émissions des réservoirs d'Hydro-Québec, lesquels produisent la vaste majorité de l'électricité fournie. Pourtant, Hydro-Québec a déjà reconnu en dehors de ce dossier que la meilleure estimation disponible de ces émissions était de l'ordre de 34,5 t/GWh. L'utilisation de ce chiffre plus réaliste fait en sorte que la réduction des émissions du*

Scénario S-3 serait de 88,6 % plutôt que de 94,5 %, le reléguant au 10e rang parmi les scénarios étudiés. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

7.1. Veuillez confirmer ou infirmer que le Distributeur a exclu les émissions des réservoirs d'Hydro-Québec du calcul des émissions de GES associées aux achats d'électricité du réseau intégré. Veuillez expliquer.

7.2. À la lumière de la réponse à la question précédente, veuillez commenter l'opportunité de mettre à jour les coûts estimés (analyses économiques déterministes) des scénarios S-2 et S-3 pour tenir compte des émissions de GES des réservoirs électricité d'Hydro-Québec.

CONTEXTE D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR

8. Référence : (i) Pièce C-ROEÉ-0079, p. 13 et 14.

Préambule :

(i) « *Le raccordement des IDLM au réseau intégré serait une approche qui procurerait des réductions significatives de GES, mais il exercerait une pression additionnelle sur une ressource qui est de moins en moins abondante en réseau intégré. Les solutions d'approvisionnement locales, au contraire, sont multiples, résilientes, réduiraient les émissions des GES et n'exerceraient aucune pression additionnelle sur la demande en réseau intégré.*

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie de considérer, en plus des quatre critères de sélection, l'impact de la solution privilégiée sur l'équilibre offre-demande en réseau intégré. » [emphase de l'intervenant] [nous soulignons].

Demande :

8.1. Dans le contexte de la transition énergétique, veuillez commenter l'importance de tenir compte de l'impact sur l'approvisionnement global du réseau intégré lors de l'évaluation des différents scénarios, notamment en considérant les pertes de transport évitées sur le réseau principal et sur le lien proposé entre Percé et les IDLM.

FONDS MARINS

9. Références : (i) Pièce B-0204, p. 5 et 6;
(ii) Pièce B-0255, p. 5 et 6;
(iii) Pièce B-0185, p. 5.

Préambule :

(i) « *En 2018, Hydro-Québec annonce son intention de réaliser le raccordement du réseau autonome des IDLM au réseau intégré à partir de la Gaspésie (le Projet). Le Distributeur avait alors évalué que le scénario de raccordement par câbles sous-marins était la solution qui satisfaisait le mieux aux orientations économique, technique, environnementale et sociale qui guident le choix de ses stratégies pour ses projets de conversion dans les réseaux autonomes. Cette analyse était basée sur les données marines et terrestres découlant d'études et de projets antérieurs. Toutefois, les fonds marins ont changé au fil des ans et l'érosion des berges s'est accélérée. Considérant que ces composantes du milieu peuvent avoir un impact notable sur les choix technologiques et les aspects économiques du Projet, le Distributeur considérait alors qu'un complément d'analyses était nécessaire. En juillet 2020, la Régie de l'énergie (la Régie) acquiesce à la demande du Distributeur de suspendre l'étude de sa stratégie de conversion énergétique pour les IDLM dans le cadre de la phase 1 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur (le Plan) pour lui permettre de poursuivre ses analyses, incluant l'examen de scénarios alternatifs à une alimentation en électricité à partir d'une centrale thermique et la poursuite de la consultation auprès de la communauté des IDLM. À cet égard, le Distributeur visait non seulement à déterminer le niveau d'acceptation des différentes filières, mais également à déterminer les conditions gagnantes qui pourraient être mises en place pour rendre les scénarios acceptables par la communauté locale.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « *Le Distributeur a déjà souligné que les relevés marins complétés à l'été 2019 avaient permis de constater un changement important dans les fonds marins et une accélération de l'érosion des berges. Ces facteurs ont eu un impact notable sur le Projet. En effet, ces informations ont modifié l'orientation et les projections 1 techniques du Projet, principalement en ce qui a trait aux activités requises pour protéger les câbles et aussi aux approches qui seront utilisées pour effectuer la transition terre-mer. Ce processus de maturation et d'évolution est normal et fait partie intégrante d'un avant-projet.* » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(iii) « *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

»

[nous soulignons et nous surlignons]

Demandes :

9.1. Veuillez confirmer ou infirmer que l'acquisition d'informations géophysique et géotechnique (phase 2 des relevés marins) est complétée. Dans l'affirmative, veuillez déposer les faits saillants de cette phase 2. Dans la négative, veuillez préciser le statut des études en cours et l'échéancier prévu.

9.2. À la lumière des résultats de la phase 2 des relevés marins, veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure de préciser l'impact sur le tracé du câble entre Percé et les IDLM. Veuillez élaborer.

9.3. Le Distributeur a constaté que les fonds marins peuvent changer au fil des ans. Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué les risques associés à la fiabilité de l'alimentation par câble reliant Percé aux IDLM advenant que surviennent de nouveaux changements des fonds marins. Veuillez élaborer.