

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE L'AHQ-ARQ À HQD

ANALYSES ÉCONOMIQUES

1. **Référence** : B-0248, page 29, réponse 2.8.

Préambule :

« Les étapes complétées pour réaliser l'analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte-Carlo sont les suivantes :

1. Production de l'analyse économique pour chaque scénario

Analyse économique basée sur les hypothèses de base centrées. Les résultats apparaissent à la ligne « Estimation » de la figure 3 citée en référence (i).

2. Évaluation de la précision des données

Pour chaque rubrique de l'analyse économique et chacun des scénarios, la précision des données a été évaluée avec les experts internes, puis exprimée dans le tableau R-5.8 sous forme de variation Min et Max.

3. Production de l'analyse Monte-Carlo

Simulation pour chaque rubrique de l'analyse économique, basée sur la précision des données évaluée.

4. Regroupement des données et production des résultats

Résultats compilés tels que présentés à la figure 3 en référence (i) et au tableau 2 en référence (ii). » (Nous soulignons)

Demande :

- 1.1 Pour chacun des 15 scénarios pour lesquels le Distributeur a produit une analyse économique, tel que mentionné à la référence, veuillez fournir ladite analyse économique détaillée sous forme de fichier Excel avec formules apparentes.

INCERTITUDES POUR LA SIMULATION MONTE CARLO

2. Référence : B-0248, page 30, tableau R5.8.

Préambule :

Le tableau R5.8 présente la précision des données de chaque scénario pour les simulations Monte Carlo.

Demandes :

- 2.1** Veuillez expliquer comment les achats d'électricité pourraient être de -40 % pour les scénarios S3 et S4, selon ce qui apparaît à la référence.
 - 2.2** Veuillez justifier que la précision des investissements de 92 % pour le scénario S3 soit inférieure à la précision des investissements des scénarios éoliens S7 et S8, selon ce qui apparaît à la référence.
-

SCÉNARIO DE CÂBLES SOUS-MARINS VIA LA GASPÉSIE (S-3)

3. **Références :** (i) B-0248, pages 10 et 11, réponse 2.6;
(ii) B-0204, page 25, tableau 2;
(iii) B-0009, pages 45 et 46.

Préambule :

- (i) « [...] »

En ce qui concerne le scénario S-3, d'un point de vue planification, le Distributeur a considéré l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré, en raison de l'importance du coût additionnel associé à l'impact de la charge du réseau des IDLM sur le bilan de puissance du réseau intégré. L'analyse de ce scénario a démontré l'avantage économique de cette approche, en comparaison avec le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré.

Bien qu'aucun autre moyen de GDP, comme notamment la tarification dynamique ou Hilo, n'ait actuellement été considéré dans le cadre de l'analyse, le Distributeur estime qu'en pratique, il pourra toujours privilégier d'autres moyens de GDP afin de réduire l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules, si de tels moyens s'avèrent économiquement plus avantageux. En ce sens, les scénarios S-2 et S-3 constituent en fait un seul et même projet qui ne diffère que dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules. En effet, son utilisation comme moyen de GDP, pour 100 heures par année, apparaît en ce moment plus économique que le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré. Le Distributeur rappelle néanmoins que, dans sa gestion opérationnelle des approvisionnements, plusieurs facteurs sont pris en compte pour déterminer l'utilisation des différents moyens de GDP, notamment les stratégies mises en place pour combler les besoins à approvisionner, l'état de l'inventaire des bâtonnets patrimoniaux et les caractéristiques propres à chacun des différents moyens, en fonction des besoins du réseau intégré. À titre d'exemple, si des solutions telles que la production solaire distribuée avec stockage et une option de GDP étaient déployées tant aux IDLM qu'ailleurs sur le réseau intégré, celles-ci pourraient être appelées en priorité par rapport à la centrale de Cap-aux-Meules si cette solution se révélait plus avantageuse au moment où le Distributeur en avait besoin pour satisfaire la demande. » (Nous soulignons)

- (ii) Le tableau 2 présente la ventilation des coûts selon la médiane en M\$ actualisés 2021 pour 15 scénarios différents.
- (iii) « *La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'importation de 785 MW. Comme le profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.*

De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure. La mise en service de la ligne Chamouchouane Boût-de-l'île pourrait réduire ou éliminer cette contrainte. Les études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.

La contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Veuillez fournir l'analyse chiffrée qui a démontré l'avantage économique de l'approche d'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré, en comparaison avec le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré, tel que mentionné à la référence (i). Veuillez indiquer le taux de réserve qui a été appliqué à ce moyen et en justifier le choix.
- 3.2** Veuillez indiquer où se retrouve, dans le tableau 2 de la référence (ii), la valeur de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré et indiquer la valeur qui est incluse au tableau.
- 3.3** Veuillez indiquer le temps de démarrage de la centrale de Cap-aux-Meules pour diverses situations, p. ex. démarrage à froid ou non.
- 3.4** Veuillez indiquer les contraintes d'exploitation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la puissance sur le réseau intégré, p. ex. nombre d'heures minimal d'utilisation consécutive, nombre d'heures minimal entre deux utilisations, etc.
-

- 3.5 Veuillez indiquer sur quelle base le Distributeur a supposé une utilisation de 100 heures par année comme moyen de GDP sur le réseau intégré de la centrale Cap-aux-Meules et indiquer si l'utilisation pourrait être de moins de 100 heures ou de plus de 100 heures pour une année donnée.
- 3.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a tenu compte des contraintes de transport dans la région de Gaspésie décrites à la référence (iii) dans le calcul de la valeur de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré. Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'hypothèse utilisée et son effet sur la valeur. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.
4. **Référence :** B-0248, page 20, réponse 4.2.

Préambule :

« 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)

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer le nombre de rencontres qui se sont tenues en septembre 2021 et en novembre 2021, tel que mentionné à la référence.
- 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.
-

5. **Référence :** B-0248, page 23, lignes 17 à 19.

Préambule :

« Achat électr. au réseau : Coûts associés aux achats d'électricité requis sur le réseau intégré, pour alimenter la charge des IDLM pour les scénarios de raccordement. »

Demande :

5.1 Veuillez fournir, pour le scénario S-3, le calcul détaillé et les intrants utilisés pour la détermination du coût des achats d'électricité dont il est question à la référence.

6. **Référence :** B-0248, pages 26 et 27, réponse 5.4.1.

Préambule :

« Les scénarios de raccordement via la Gaspésie n'incluent pas d'investissements dans le réseau de transport autres que ceux inhérents à la mise en place de la ligne reliant Gaspé au réseau des IDLM. Cependant, le Transporteur précise qu'au cours de la phase projet, des travaux mineurs dans plusieurs postes du réseau de transport en Gaspésie nécessaires à l'intégration du convertisseur au poste de Percé pourraient être identifiés. Ils seront précisés lorsque les caractéristiques détaillées du convertisseur seront connues à la suite du début de la phase projet. »

(Nous soulignons)

Demandes :

6.1 Veuillez fournir un ordre de grandeur du coût des « *travaux mineurs* » dont il est question à la référence.

6.2 Veuillez justifier de ne pas avoir imputé les coûts de l'intégration d'une charge additionnelle au réseau de transport, par exemple en imputant au projet de raccordement via la Gaspésie les signaux de coûts évités de transport applicables.

7. **Référence :** B-0248, page 28, demande 5.7.

Préambule :

« À partir des données figurant au Tableau 2 de la référence (ii), la Régie présente dans le tableau qui suit les coûts d'exploitation des différents scénarios en ordre croissant. Ces coûts varient de 96 M\$ (Statu quo et S3) à 629 M\$ (S13).

	S3 Record (Pensé contre GDP)	S1 Statu quo	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S7 Eol 13, MW d'eau	S8 Eol 20,8 MW d'eau	S9 Eol en mer 30 MW	S Record (Nouvelle Zone)	S16 GEL.R Eol 20,8 MW	S18 GEL.R Eol 13, MW	S10 Eol en mer 90 MW	S17 GEL.R Eol 13, MW Eol 10 MW	S19 GEL.R	S1 Biomasse 70 MW d'eau	S13 Biomasse 100 MW
Exploitation	96	96	105	113	117	13	219	251	275	293	300	301	321	56	629

5.7 Afin de comprendre la variabilité des coûts d'exploitation, veuillez préciser la nature de ces coûts pour chacun des scénarios.

Réponse :

La nature des coûts d'exploitation par scénario est la suivante.

S-1 : Matériel et main-d'oeuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM.

S-3 : Matériel et main-d'oeuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM (incluant le poste convertisseur). »
 (Nous soulignons)

Demande :

7.1 Veuillez justifier que les scénarios S-1 et S-3 ont les mêmes coûts d'exploitation de 96 M\$ alors que le scénario S-3 doit en plus inclure l'exploitation du poste convertisseur.

8. **Références :** (i) B-0204, page 12, ligne 29, à page 13, ligne 2;
(ii) R-4167-2021, B-0006, page 33, tableau 8.

Préambule :

- (i) « *La centrale actuelle serait utilisée lors des indisponibilités du lien câblé, et périodiquement aux fins de la maintenance des moteurs diesel. Les hypothèses retenues pour l'indisponibilité des câbles sont de 2 % des heures annuelles et, pour la maintenance périodique, de 8 heures de fonctionnement pour chacun des moteurs de la centrale thermique par période de trois mois.* » (Nous soulignons)
- (ii)

Tableau 8
Disponibilité de service aux interconnexions

2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 5 ans
81,9 %	83,5 %	87,0 %	93,3 %	91,6 %	87,5 %

Demandes :

- 8.1 Veuillez justifier l'hypothèse retenue pour l'indisponibilité des câbles de 2 % des heures annuelles, tel que mentionné à la référence (i), notamment en fournissant des statistiques provenant de balisages de performances de câbles comparables.
- 8.2 Veuillez justifier l'hypothèse retenue pour l'indisponibilité des câbles de 2 % des heures annuelles, tel que mentionné à la référence (i), dans un contexte où l'ensemble des autres interconnexions d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») montrent une indisponibilité qui est plutôt de l'ordre de 12,5 %.
-

AUTRES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS

9. **Références :** (i) B-0248, pages 6 et 7, demande 2.1;
(ii) B-0204, page 25, tableau 2.

Préambule :

- (i) « Le projet de raccordement des Iles-de-la-Madeleine (IDLM) à la Gaspésie prévoit l'utilisation de deux câbles sous-marins, d'environ 225 km à courant continu, d'une capacité de 80 MW, avec une portion souterraine jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Percé, avec l'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités.

L'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse prévoit l'utilisation d'un câble sous-marin d'environ 115 km à courant alternatif avec une portion souterraine de la berge jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Chéticamp, en Nouvelle-Écosse.

2.1 Veuillez élaborer sur les raisons qui ont poussé le Transporteur à considérer deux types d'infrastructure de Transport différents pour ces deux scénarios de raccordement.

Réponse :

De façon générale, les deux technologies de raccordement, tant à courant continu qu'à alternatif, présentent chacune des avantages et des inconvénients sur divers plans. Les câbles à courant alternatif nécessitent des équipements de compensation réactive tandis que les câbles à courant continu nécessitent des convertisseurs.

Dans le cas des câbles à courant alternatif, les équipements de compensation réactive sont dimensionnés non seulement selon la puissance à transporter, mais également en fonction de la longueur à franchir. En pratique, pour une capacité donnée, il existe même une longueur pour laquelle l'importance de la variation en tension dans le câble rend la solution en courant alternatif non praticable. Dans le cas des câbles à courant continu, les convertisseurs sont généralement dimensionnés uniquement en fonction de la puissance à transporter.

Puisque les convertisseurs à courant continu sont généralement assez dispendieux, le courant alternatif s'avère ainsi plus intéressant pour de courtes distances. Toutefois, plus la distance à franchir augmente, plus la solution à courant continu devient compétitive. Le coût unitaire généralement plus élevé des câbles à courant alternatif favorise

également le courant continu pour les longues distances. » (Nous soulignons)

- (ii) Pour le scénario S3 de raccordement des IDLM à la Gaspésie, le tableau 2 montre des coûts de croissance de 1 059 M\$, des coûts de pérennité de 106 M\$ et une valeur résiduelle de 9 M\$. Pour le scénario S4 de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse, le tableau 2 montre des coûts de croissance de 1 078 M\$, des coûts de pérennité de 105 M\$ et une valeur résiduelle de 30 M\$.

Demandes :

- 9.1** Veuillez indiquer la capacité en MW du câble sous-marin de l'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse dont il est question à la référence (i). Dans le cas où cette capacité serait différente de celle des câbles du projet de raccordement des IDLM à la Gaspésie, soit 80 MW, veuillez expliquer la raison de cette différence.
- 9.2** Veuillez expliquer pourquoi les coûts de croissance et de pérennité du scénario S4 présentés à la référence (ii), avec environ la moitié de la distance et la moitié du nombre de câbles selon la référence (i), sont du même ordre de grandeur que ceux du scénario S3.
- 9.3** Veuillez expliquer la différence entre les valeurs résiduelles des deux scénarios tel que mentionné à la référence (ii).
- 9.4** Relativement à la référence (i), veuillez indiquer, pour une capacité de 80 MW, quelle est la longueur pour laquelle l'importance de la variation en tension dans le câble rend la solution en courant alternatif non praticable.
- 9.5** Relativement à la référence (i), veuillez indiquer, pour la capacité du câble sous-marin de l'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse, quelle est la longueur pour laquelle l'importance de la variation en tension dans le câble rend la solution en courant alternatif non praticable.
- 9.6** Relativement à la référence (i), veuillez indiquer à partir de quelle distance le courant alternatif ne s'avère plus intéressant et la solution à courant continu devient compétitive.
- 9.7** Veuillez fournir un ordre de grandeur des coûts de croissance dans le cas d'un raccordement des IDLM à la Gaspésie avec une solution en courant alternatif.
- 9.8** Veuillez fournir un ordre de grandeur des coûts de croissance dans le cas d'un raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse avec une solution en courant continu.
-

10. Référence : B-0248, pages 9 et 10, réponse 2.5.

Préambule :

« Le Distributeur a d'abord choisi de considérer des systèmes de stockage avec un taux de charge (ou « C-rate » en anglais) de 1C, c'est-à-dire qui peut se charger ou se décharger complètement en une heure. Il s'agit d'un taux de charge répandu dans le marché.

Ensuite, le Distributeur a posé l'hypothèse d'une puissance de stockage correspondant à un minimum de 30 % des puissances de sources variables ajoutées. Ce ratio a été retenu pour les scénarios de parcs solaires centralisés S-11 (3 MW/3 MWh pour 10 MW d'ajout de puissance de source variable) et S-12 (6 MW/6 MWh pour 20 MW d'ajout de puissance de source variable). Pour les scénarios d'éoliennes terrestres, un ratio légèrement supérieur (37 %) a été retenu, puisque la concentration des éoliennes dans le même secteur serait susceptible de générer des variations simultanées de plus grande amplitude.

Pour les scénarios d'éoliennes en mer, les ratios retenus de 42 % pour le scénario S-9 et de 35 % pour le scénario S-10 sont le fruit d'une première optimisation du taux de pénétration en énergie réalisée en simulation. Pour le scénario combiné éolien-solaire-GNL-R (scénario S-17), un ajout de 3 MW/3 MWh par rapport au scénario S-15, correspondant à 30 % de la puissance solaire ajoutée, a été retenu.

Le Distributeur rappelle que le dimensionnement du stockage est basé sur des hypothèses jugées réalistes pour les fins de l'analyse paramétrique et, qu'en pratique, celui-ci ferait l'objet d'une analyse approfondie en phase d'avant-projet afin d'optimiser le concept retenu. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 10.1 Veuillez définir ce que le Distributeur entend par le « *taux de pénétration en énergie* » dont il est question à la référence et préciser du taux de pénétration de quels équipements il est question.
 - 10.2 Veuillez décrire la méthode de simulation dont il est question à la référence pour « *optimiser* » le taux de pénétration en énergie, de même que les hypothèses et intrants utilisés pour cette simulation, notamment en termes d'historiques de vents, le cas échéant.
 - 10.3 Veuillez expliquer la différence en termes de concentration entre des parcs solaires « *centralisés* » et des éoliennes concentrées « *dans le même secteur* » et expliquer ce qui justifie une différence de ratio entre les deux.
-

10.4 Veuillez indiquer si des incertitudes sur les ratios dont il est question à la référence ont été simulées dans l'étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte Carlo. Dans l'affirmative, veuillez quantifier l'ampleur des incertitudes considérées. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.

11. Référence : B-0248, page 22, ligne 7, à page 23, ligne 2.

Préambule :

« Pour le scénario de raccordement du réseau via la Nouvelle-Écosse, sont inclus les coûts de transit sur les réseaux de transport de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Pour les scénarios de centrale à la biomasse, les ajouts d'éoliennes et les ajouts de parc solaire, la rubrique inclut les coûts d'exploitation et de maintenance qui sont estimés globalement. » (Nous soulignons)

Demande :

11.1 Veuillez fournir la valeur des « *coûts de transit sur les réseaux de transport de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick* » qui a été utilisée pour le scénario de raccordement avec la Nouvelle-Écosse et fournir les hypothèses et intrants ayant servi à son calcul.

12. Référence : B-0204, page 13, ligne 28, à page 14, ligne 5.

Préambule :

« Pour tenir compte de ces limitations, ce scénario comporte une utilisation accrue de la centrale de Cap-aux-Meules par rapport aux scénarios S-2 et S-3. L'hypothèse retenue est de 4 % des heures annuelles pour combler les indisponibilités de la liaison sous-marine et les interruptions liées au réseau de la Nouvelle-Écosse, tandis que celle de l'utilisation de la centrale thermique comme moyen de GDP (lors des pointes de la Nouvelle-Écosse) est de 150 heures par année.

Pour assurer un niveau de fiabilité de l'approvisionnement équivalent aux autres scénarios, ce scénario prévoit également l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 12.1** Veuillez justifier la valeur de 150 heures retenue pour l'utilisation de la centrale thermique comme moyen de GDP (lors des pointes de la Nouvelle-Écosse), tel que mentionné à la référence.
 - 12.2** Veuillez expliquer comment sera rémunéré le Distributeur pour le soutien du réseau de la Nouvelle-Écosse lors des pointes de ce côté et indiquer comment et à quelle hauteur une telle rémunération a été prise en compte dans l'analyse économique du scénario S-4.
 - 12.3** Veuillez démontrer que, sans l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules, tel que mentionné à la référence, le scénario S-4 ne rencontrerait pas le critère de fiabilité du réseau autonome.
 - 12.4** Veuillez fournir la valeur du coût qui a été inclus dans le scénario S-4 pour tenir compte de l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules, tel que mentionné à la référence.
-

FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

13. **Références :** (i) B-0248, page 35, lignes 1 à 9;
(ii) B-0204, page 11, lignes 9 à 32;
(iii) B-0204, page 26, tableau 3.

Préambule :

- (i) **« Le scénario S-2 inclut un coût additionnel associé à l'impact sur le bilan de puissance, qui prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2026-2027. Le signal de coût évité de la puissance de 116 \$/kW-an (\$ 2020 indexé à l'inflation) est appliqué sur la pointe prévue plus 4% (taux de pertes marginales estimé), moins la contribution en puissance du parc éolien de la Dune-du-Nord considéré de 3,2 MW (40 % de la puissance installée de 8 MW). Pour les scénarios S-3 et S-4, l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP permet de compenser l'impact sur le bilan de puissance. »** (Nous soulignons)
- (ii) **« Pour l'ensemble des scénarios analysés, les puissances unitaires et le nombre d'unités de production (moteurs, éoliennes et autres) et de systèmes de stockage pris en considération sont basés sur des hypothèses que le Distributeur a jugé réalistes, dans le but d'évaluer le potentiel des différentes filières. Le dimensionnement du scénario retenu à la suite de l'avant-projet est donc toujours susceptible de varier et d'être optimisé au moment de la concrétisation du projet, notamment en fonction des contraintes techniques et de la disponibilité des équipements dans le marché.**

Concernant le critère de fiabilité, aux fins d'analyse des scénarios de raccordement par câbles sous-marins prévoyant le maintien de la centrale en réserve, le critère de fiabilité des réseaux autonomes (N-1) X 90 % s'applique en considérant le lien câblé indisponible. Le facteur de 90 % est ainsi considéré sur la somme de la puissance des moteurs diesels qui seront maintenus de façon à assurer la fiabilité lors des indisponibilités du lien câblé.

Bien que le critère de fiabilité ne tienne pas compte de la contribution des énergies renouvelables, une contribution en puissance de 35 % de la puissance installée a néanmoins été attribuée aux éoliennes au même titre que celle pour le réseau intégré et ce, malgré le contexte différent que représente un réseau autonome. En effet, puisque le facteur d'utilisation attendu pour les éoliennes aux IDLM est plus élevé que 35 %, particulièrement en période de pointe, et que des systèmes de

stockage sont intégrés pour tous les scénarios d'ajout d'éoliennes, le Distributeur estime un facteur d'utilisation de 35 % suffisant pour couvrir l'incertitude liée à la variabilité de cette source de production.

En ce qui concerne la production solaire, aucune contribution en puissance n'a toutefois été prise en compte pour les scénarios l'incluant. En effet, la nature de cette filiale fait en sorte que le Distributeur ne peut pas compter sur sa contribution lors des pointes qui se produisent typiquement tôt le matin ou en début de soirée. » (Nous soulignons)

(iii)

**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\$	-99,8%	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.

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé que la contribution en puissance du parc éolien de la Dune-du-Nord correspondait à 40 % de la puissance installée de 8 MW, tel que mentionné à la référence (i). Veuillez citer et décrire les études qui ont été réalisées pour obtenir une telle valeur et indiquer les principales hypothèses utilisées notamment en termes d'historiques des vents.

- 13.2** Veuillez fournir la valeur utilisée par le Distributeur pour la contribution en énergie du parc éolien de la Dune-du-Nord, en indiquant séparément l'énergie perdue par manque de demande d'électricité. Veuillez citer et décrire les études qui ont été réalisées pour obtenir ces valeurs et indiquer les principales hypothèses utilisées notamment en termes d'historiques des vents.
- 13.3** Pour chacun des 17 scénarios décrits par le Distributeur, veuillez fournir les valeurs de la contribution en puissance et de la contribution en énergie (en indiquant séparément l'énergie perdue par manque de demande d'électricité) qui ont été déterminées par le Distributeur pour chaque type d'équipement du scénario. Veuillez citer et décrire les études qui ont été réalisées pour obtenir de telles valeurs et indiquer les principales hypothèses utilisées notamment en termes d'historiques. Veuillez notamment démontrer la valeur de la contribution en puissance de 35 % attribuée aux éoliennes des scénarios étudiés, tel que mentionné à la référence (ii).
- 13.4** Pour chacun des 17 scénarios décrits par le Distributeur, veuillez fournir une démonstration chiffrée du respect du critère de fiabilité dont il est question à la référence (ii), sur la période 2023-2067. À partir d'une telle démonstration, veuillez expliquer la différence de couleur de la colonne intitulée « *Fiabilité d'approvisionnement* » du tableau 3 de la référence (iii).
- 13.5** Veuillez démontrer avec des valeurs chiffrées que les pointes se produisent typiquement tôt le matin ou en début de soirée, tel qu'affirmé à la référence (ii).
- 13.6** Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer pourquoi, en ce qui concerne la production solaire, aucune contribution en puissance n'a été prise en compte pour les scénarios l'incluant, sachant qu'à l'instar de la filière éolienne, des systèmes de stockage sont intégrés pour tous les scénarios d'ajout de production solaire.
-