

R-4110-2019 -phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

Et al.

Intervenants

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT POUR LE RÉSEAU DES IDLM**

**ARGUMENTATION D'HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ**

CONTEXTE

1. Le plan d'approvisionnement du Distributeur (le Plan) est encadré par l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la LRÉ) et constitue un exercice de planification triennal, axé sur l'équilibre offre-demande, portant sur un horizon de 10 ans.
2. Le Plan est aussi caractérisé par le plan d'action du Distributeur visant à poursuivre la conversion de façon totale ou partielle des réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible.
3. C'est dans ce contexte du plan d'action visant la conversion totale ou partielle des réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et avec une empreinte environnementale plus faible que la phase 2 du Plan s'inscrit. Celle-ci vise de façon particulière l'examen de la stratégie de conversion énergétique du réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine alimentée principalement par la centrale de Cap-aux-Meules (le réseau des IDLM).
4. De façon plus claire, le Distributeur souligne que cette stratégie ne concerne pas le réseau de L'Île-d'Entrée et la centrale l'alimentant. Cela étant, le Distributeur précise qu'il pourrait éventuellement convertir, totalement ou partiellement, ce réseau. Le cas échéant, il fera part de sa stratégie en temps opportun.

5. Dans ses différentes décisions procédurales rendues dans le présent dossier, la Régie a apporté les précisions suivantes relativement à la portée de celui-ci. Le Distributeur retient notamment les extraits suivants de la décision procédurale [D-2022-043](#), lesquels circonscrivent la présente phase :

[40] La phase 2 du présent dossier porte sur la Stratégie proposée par le Distributeur. La Régie est d'avis qu'elle n'a pas à se prononcer sur la justesse de la démarche entreprise par le Distributeur pour identifier la solution qu'il a privilégiée afin d'assurer la transition énergétique du réseau des Îles-de-la-Madeleine. Elle doit plutôt se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement qu'il envisage pour les Îles-de-la-Madeleine, soit un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme source principale d'alimentation du réseau, et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en réserve afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation.

[44] Tel que précisé dans sa décision D-2020-084, le processus d'examen de la Stratégie se distingue de celui applicable lorsque la Régie est appelée à se prononcer, en vertu de l'article 73 de la Loi, sur une demande d'autorisation d'un projet du Transporteur visant à répondre à une demande de raccordement à son réseau par le Distributeur ou un autre client du Transporteur.

[45] Dans le cadre de la présente phase, la Régie doit déterminer si, à la lumière de la preuve déposée par le Distributeur, elle est en mesure d'approuver la Stratégie qu'il privilégie à ce jour. Elle comprend de la présentation du Distributeur que cette Stratégie sera complétée et confirmée, le cas échéant, à l'issue de l'avant-projet et qu'une démonstration complète du respect des quatre orientations sera effectuée au moment où le Transporteur soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet.

[48] La Régie partage le point de vue du Distributeur à l'effet que la présente phase n'a pas pour but d'analyser en détail les 17 scénarios présentés en preuve. En conséquence, elle est d'avis, aux fins de la décision qu'elle doit rendre dans la présente phase du dossier, que le Distributeur n'a pas à fournir des renseignements de la nature et du niveau de détails de ceux devant être fournis à l'occasion d'une demande d'autorisation d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi.

[notes de bas de page omises]

Le contexte et la demande du Distributeur

6. Le Distributeur rappelle qu'il a déposé sa preuve au mois d'octobre 2021. Il a par la suite répondu à plusieurs demandes de renseignements, de la Régie et des intervenants, relativement à celle-ci.
7. Cette preuve fait état des nombreux travaux et analyses effectués par Hydro-Québec en amont du dépôt de sa preuve, afin d'identifier la solution privilégiée pour la source principale d'alimentation du réseau des IDLM qui satisfait le mieux aux quatre

orientations guidant le choix des solutions de conversion des réseaux autonomes aux énergies renouvelables. Le Distributeur rappelle que ces orientations ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-140¹.

8. Le Distributeur a décrit sa démarche (notamment à la section 2.1 de la pièce [B-0204](#)) et les analyses effectuées ont permis de déterminer la stratégie de conversion énergétique du réseau des IDLM pour la source principale d'alimentation. La preuve du Distributeur est exhaustive en termes de filières les plus susceptibles de répondre aux quatre orientations, ainsi qu'en ce qui a trait aux scénarios analysés, au nombre de 17. La preuve et les analyses effectuées permettent également de répondre aux demandes formulées par la Régie à différentes occasions.

[50] La Régie constate que le Distributeur a répondu à ses diverses demandes de complément de preuve et a couvert, à travers les 17 scénarios analysés, les six filières les plus susceptibles de répondre aux quatre orientations citées précédemment.

[D-2022-043](#)

9. L'ampleur du travail d'analyse effectué témoigne de l'importance accordée par le Distributeur à la transition énergétique du réseau des IDLM et de sa volonté de développer un projet structurant et porteur.
10. Considérant la nature et l'importance de la transition énergétique du réseau des IDLM et son caractère unique, le Distributeur estime qu'il était pertinent, voire nécessaire, dans le cadre de la preuve déposée, d'expliquer et de présenter la démarche effectuée. Dans le cas du réseau des IDLM, il a choisi une approche de comparaison de scénarios.
11. Dans le cadre de sa démarche, le choix des scénarios et leur évaluation, quant aux quatre orientations, se sont effectués, sans ordre d'importance, sur la base des prémisses suivantes :
 - Les scénarios offrant une réduction des émissions de GES directes supérieure sont privilégiés ;
 - Les scénarios démontrant un niveau d'acceptabilité sociale marqué de la part de la communauté sont privilégiés ;
 - Les technologies envisagées doivent être matures, c'est-à-dire à un stade commercial et déjà déployées dans des projets de même nature ;
 - Les scénarios doivent démontrer un niveau minimal de fiabilité de l'approvisionnement requis, notamment en prévoyant une certaine redondance en respect du critère de fiabilité des réseaux autonomes (N-1) X 90 % approuvé par la Régie² ;
 - Les scénarios doivent permettre de réduire, ou à tout le moins maintenir, les coûts de l'approvisionnement par rapport au *statu quo* sur la période d'analyse.

¹ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), pp. 95 et 96, paragr. 305, 306 et 310.

² Dossier R-3470-2001 phase 2, décision [D-2002-169](#), pp. 52-54.

12. Conséquemment, la démarche entreprise à ce jour par le Distributeur l'amène à privilégier le raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré par câbles sous-marins à partir de la Gaspésie comme solution pour la source principale d'alimentation dans le cadre de la transition énergétique de ce réseau autonome, et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules pour assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation ainsi que comme moyen de gestion de la demande (GDP) sur le réseau intégré (la Solution privilégiée). La Solution privilégiée par le Distributeur satisfait globalement aux quatre orientations. La mise en service du lien câblé est prévue en 2027.
13. Le Distributeur demande donc à la Régie d'approuver, dans le cadre de la présente phase, sa stratégie d'approvisionnement du réseau des IDLM consistant en la Solution privilégiée. Une telle approbation est nécessaire avant qu'un projet ne soit déposé pour autorisation à la Régie par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), conformément à l'article 73 de la LRÉ.
14. Plus spécifiquement, la présente demande vise donc à examiner la Solution privilégiée par le Distributeur. C'est sur celle-ci que la Régie devra rendre sa décision. Pas sur les autres scénarios que les intervenants voudraient développer ou sur un autre projet qui ne serait pas celui préconisé par le Distributeur. D'ailleurs, la Régie s'attend, des intervenants, à ce que leurs interventions permettent d'évaluer si la solution privilégiée par le Distributeur à ce jour constitue la meilleure stratégie en comparaison des scénarios étudiés ([D-2022-043](#), paragr. 50, [D-2022-070](#), paragr. 26). C'est donc à la lumière du cadre établi par les décisions procédurales rendues ainsi que de la demande du Distributeur qu'est déposée la présente argumentation.
15. Il est important de réitérer que l'étude de l'avant-projet viendra confirmer la stratégie de conversion présentée à la Régie pour le réseau des IDLM. Elle permettra de préciser la solution technique, les coûts, l'échéancier et l'acceptabilité sociale et environnementale afin de faire autoriser le projet selon les différentes instances réglementaires (par exemple, autorisation de la Régie en vertu de l'article 73 de la LRÉ, MELCC, Pêches et Océans Canada, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, le cas échéant, et autres).
16. Le Distributeur souligne que les autres scénarios présentés dans sa preuve ne constituent pas des stratégies d'approvisionnement alternatives. De même, les deux autres scénarios qu'il a retenus pour des analyses supplémentaires, ne constituent pas une stratégie d'approvisionnement alternative que le Distributeur soumet ou pourrait soumettre à la Régie pour approbation. Il s'agit d'analyses effectuées dans le cadre de sa démarche ayant permis d'identifier la Solution privilégiée.
17. *A fortiori*, les scénarios ou ébauches de scénarios présentés par les intervenants³ dans le cadre de leur preuve constituent encore moins des stratégies

³ À titre d'exemple, la demande du ROÉÉ de procéder à un avant-projet combinant le scénario S-10 et du chauffage électrique avec accumulateurs de chaleur et stockage thermique ou encore le scénario mis de l'avant par le RTIEÉ combinant le scénario S-8 et une conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel

d'approvisionnement alternatives soumises pour étude auprès de la Régie. Il est respectueusement soumis que ceux-ci ne doivent pas être considérés. Autrement dit, ils ne pourront être imposés au Distributeur, d'autant que celui-ci ne les a pas analysés.

18. Le Distributeur rappelle qu'il a utilisé une approche entonnoir qui lui a permis, d'abord, de sélectionner 17 scénarios à partir des quatre orientations et des informations obtenues lors de la consultation publique, puis de se concentrer sur trois scénarios pour pousser ses analyses afin de confirmer la Solution privilégiée.
19. Des analyses complémentaires des scénarios S-3 (raccordement + GDP) et S-15 (GNL-R + 2 éoliennes) ont été réalisées, car ces scénarios ont été jugés plus prometteurs que les autres à l'égard de sa démarche qui vise l'atteinte des quatre orientations qui guident le Distributeur dans son choix de sources d'énergie plus vertes et moins coûteuses. Le scénario S-6 (GNL-R) a été ajouté aux analyses complémentaires pour évaluer distinctement l'impact de l'utilisation d'un combustible carboneutre.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 1.1 de la DDR n° 11 de la Régie

20. À la suite des analyses complémentaires, le scénario S-3 est ressorti de nouveau comme le scénario le plus à même de constituer la solution privilégiée pour sa stratégie d'alimentation et de conversion du réseau des IDLM à des énergies renouvelables.

La Solution privilégiée

21. La solution privilégiée de la stratégie de conversion aux énergies renouvelables pour le réseau des IDLM est un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme source principale d'alimentation du réseau.
22. Cette stratégie prévoit de maintenir l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules dans certaines circonstances, soit pour palier l'alimentation électrique en cas d'indisponibilités du lien câblé et pour la gestion de la pointe du réseau intégré.
23. La Solution privilégiée prévoit donc une utilisation de 100 heures annuellement de la centrale en tant que moyen de gestion de la puissance (GDP). Ce nombre d'heures a été déterminé afin d'assurer une contribution significative de ce moyen de GDP au bilan de puissance du réseau intégré. Le nombre d'heures pourrait toutefois varier, suivant les besoins réels du réseau.

léger, PUEÉ, PGEE, micro production et implantation de d'autres énergies renouvelables ou encore le mix énergétique similaire aux scénarios S-15 à S-17 de l'AQPER. Autre exemple, la demande du RNCREQ de procéder à des études, en parallèle avec celles de l'option de raccordement, visant à quantifier les coûts et les émissions de GES de scénarios avec haute pénétration éolienne, couplée avec des mesures en efficacité énergétique et un niveau minimal d'équilibrage fossile remplacé graduellement par le stockage sur des périodes multi-journées ou, encore, un grand parc éolien marin alimentant à la fois les IDLM et le réseau intégré.

Voir la réponse à la question 3.5 de la DDR n° 4 de l’AHQ-ARQ, HQD-12, doc. 2 [\[B-0253\]](#)

La Solution privilégiée : un jalon important dans l’atteinte des cibles du PÉV 2030

24. Le déploiement de la Solution privilégiée est important pour l’atteinte des cibles du *Plan pour une économie verte 2030* (PÉV 2030) et s’inscrit dans ce cadre. La Régie se doit de considérer ces éléments dans son analyse de la Solution privilégiée.

25. En effet, l’article 5 de la LRÉ prévoit :

« Dans l’exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l’intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d’électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d’équité au plan individuel comme au plan collectif. »

26. À plusieurs reprises, la Régie a rappelé que cette disposition constitue une toile de fond et énonce des préoccupations dont elle doit tenir compte dans l’exercice de ses fonctions.

27. Dans sa décision D-2022-019, notamment, la Régie reconnaissait que le PÉV 2030 constitue une politique énergétique dont elle doit tenir compte dans l’exercice de ses fonctions, conformément à l’article 5 de la LRÉ.

« [87] La Régie rappelle que l’article 5 de la Loi vise la considération des « objectifs des politiques énergétiques du gouvernement ». La disposition ne stipule aucun élément spécifique permettant de discriminer entre les différentes politiques énergétiques du gouvernement du Québec. En l’absence de telles précisions, toutes les politiques énergétiques, reconnues comme telles par la Régie, peuvent faire l’objet de considération dans l’exercice de ses fonctions, selon la pertinence qu’elle leur accorde en fonction de la nature du dossier et du respect du cadre réglementaire. »

Décision [D-2022-019](#), paragr. 87

28. Le gouvernement du Québec (le gouvernement) rendait public le PÉV 2030 en novembre 2020. Dans sa décision D-2022-061, la Régie résumait ainsi l’objet du PÉV 2030:

« [49] En novembre 2020, le Gouvernement publiait le PÉV 2030 à titre de politique cadre d’électrification et de lutte contre les changements climatiques. **Ce plan énonce plus précisément les moyens devant être mis en place pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES que le Gouvernement s’est**

fixées et s'inscrit en continuité de sa *Politique énergétique 2030*. Au même moment, le Gouvernement lançait le PMO 2021-2026.

[50] Selon les Distributeurs, par son PÉV 2030, le Gouvernement démontre sa volonté de faire du Québec un leader de l'économie verte en s'appuyant fortement sur son énergie propre, l'électricité. Le Gouvernement y réitère son engagement à réduire les émissions de GES d'ici 2030 de 37,5 % par rapport à leur niveau de 1990 et trace la trajectoire vers la carboneutralité de la province à l'horizon 2050. La principale stratégie préconisée par le Gouvernement pour atteindre cette cible consiste en l'électrification de l'économie, notamment par une décarbonation du chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels. »

(mise en gras ajoutée)
Décision [D-2022-061](#), paragr. 49 et 50.

29. Parmi les moyens devant être mis en place aux fins d'atteinte des cibles du PÉV 2030, le gouvernement mise, entre autres choses, sur les projets de conversion des réseaux autonomes à des énergies plus vertes :

« **Des réseaux autonomes approvisionnés en énergies renouvelables**
Actuellement, 99 % des Québécois sont raccordés au réseau d'Hydro-Québec.

Toutefois, une minorité de clients ne sont pas raccordés à ce réseau, parce qu'ils habitent en région éloignée.

Vingt-deux réseaux autonomes devant produire leur propre énergie desservent ces clients, le plus souvent au moyen de groupes diesel – et donc en émettant des gaz à effet de serre. Cette réalité explique l'essentiel des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité au Québec. La production d'électricité est un secteur émetteur de gaz à effet de serre, avec cependant seulement 0,3 % des émissions totales du Québec en 2017.

De nombreux projets fondés sur les quatre grands critères adoptés par Hydro-Québec, soit la fiabilité de l'alimentation électrique, l'appui du milieu, la réduction des émissions et la diminution des coûts de production, **sont en cours ou envisagés pour remplacer une partie ou l'intégralité de la production des centrales thermiques des réseaux autonomes. Ces projets auront un effet direct sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre.** Ils feront également bénéficier les communautés concernées de retombées avantageuses en matière de développement économique, de sécurité de l'approvisionnement, de réduction du bruit et d'amélioration de la qualité de l'air.

Selon le Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec, l'objectif est que, d'ici 2025, 70 % de l'approvisionnement énergétique des réseaux autonomes soit d'origine renouvelable. »

PÉV 2030, pp. 64-65.

30. Le PÉV 2030 réfère donc à l'objectif particulièrement ambitieux prévu dans le Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec, lequel était en vigueur au moment de la publication du PÉV 2030. Le Plan stratégique misait sur un objectif global de 70 % de l'approvisionnement énergétique des réseaux autonomes d'origine renouvelable à l'horizon 2025.

« Convertir nos réseaux autonomes à des sources d'énergie plus propres et moins chères.

- Viser globalement un approvisionnement renouvelable à 70 % à l'horizon 2025, en réalisant des projets comme les suivants :
 - Raccorder au réseau principal les localités qui s'y prêtent:
 - > Îles-de-la-Madeleine (câbles sous-marins);
 - > communautés de La Romaine et d'Unamen Shipu.
 - Raccorder deux éoliennes au réseau des Îles-de-la-Madeleine.
 - Approvisionner le village d'Inukjuak en énergie hydraulique.
- Mettre en place le cadre nécessaire à la conversion des réseaux autonomes:
 - Appliquer des modèles d'affaires adaptés à la réalité de chaque région.
 - Préparer les centrales des réseaux autonomes à la conversion:
 - > Nous assurer que nos centrales diesels pourront fournir la capacité de relève nécessaire.
 - > Faire évoluer la conduite des centrales et du réseau.
 - > Déployer des systèmes de stockage d'énergie.
- Continuer à innover:
 - Poursuivre le projet de démonstration d'énergie solaire et de stockage d'énergie en milieu nordique en cours à Quaqaq.
 - Mettre en place un microréseau aux Îles-de-la-Madeleine. »

PÉV 2030, p. 29.

31. Le Distributeur souligne que la conversion des réseaux autonomes, en tout ou en partie, vers des énergies renouvelables est toujours au cœur de l'actuel plan stratégique d'Hydro-Québec. La cible, encore plus ambitieuse, vise globalement un approvisionnement renouvelable des réseaux autonomes à 80 % à l'horizon 2030.

« Poursuivre la conversion des réseaux autonomes alimentés aux énergies fossiles à des sources d'énergie plus propres.
[...]

Afin de diminuer leurs émissions, nous visons à les approvisionner globalement en énergie propre à 80 % à l'horizon 2030. À cet effet, nous allons collaborer avec les collectivités et les communautés autochtones concernées pour réaliser des projets comme les suivants:

- mener à bien le raccordement au réseau principal du village de La Romaine et de la communauté d'Unamen Shipu en 2022 ;
- intégrer une centrale hydroélectrique au fil de l'eau au réseau autonome d'Inukjuak en 2022 ;
- achever la transition énergétique des Îles-de-la-Madeleine en 2027 ;

- poursuivre nos études et nos démarches visant à intégrer de l'énergie renouvelable dans l'ensemble des réseaux autonomes. »

Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec, p. 25

32. Le Distributeur soutient que la Régie, dans l'examen du présent dossier, doit donc prendre en considération cet ambitieux, mais également nécessaire, objectif appuyé par les politiques énergétiques du gouvernement.
33. En effet, la conversion du réseau autonome des IDLM représente un gage de l'atteinte de cet objectif ambitieux consistant en un approvisionnement minimalement à 70 % d'origine renouvelable pour les réseaux autonomes. L'atteinte de cet objectif est tributaire du déploiement de la Solution privilégiée. Le Distributeur rappelle en effet que le réseau des IDLM est le réseau autonome le plus important en termes de nombre de clients, de capacité de production et d'émissions de GES et que conséquemment, sa pleine contribution à l'atteinte de cet objectif s'avère critique.

Évaluation des scénarios selon les quatre orientations

34. Le Distributeur rappelle que les orientations guidant les projets de conversion des réseaux autonomes vers des sources d'énergie renouvelable ont été approuvées par la Régie à l'occasion du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*. Ces orientations ont par ailleurs été considérées par la Régie à l'occasion de diverses demandes antérieures relatives à la conversion totale ou partielle de réseaux autonomes⁴. Qui plus est, dans sa décision D-2022-062⁵, rendue à l'occasion de la phase 1 du présent dossier, la Régie réitère son approbation relativement aux orientations du Distributeur pour la conversion des réseaux autonomes.
35. La Solution privilégiée par le Distributeur s'inscrit dans le respect de ces quatre orientations. En fait, celles-ci ont guidé le développement de celle-là. Parmi les différents scénarios analysés, la Solution privilégiée est également celle à même de répondre le plus adéquatement à l'ensemble des quatre orientations. La Solution privilégiée constitue, de ce fait, le scénario optimal pour la source principale d'alimentation du réseau des IDLM.

➤ Fiabilité de l'approvisionnement

36. La Solution privilégiée a été conçue en considérant le critère de fiabilité applicable aux réseaux autonomes, soit $(N-1) \times 90\%$. Ainsi, en cas d'empêchement du lien câblé

⁴ Demande d'autorisation du raccordement du village La Romaine au réseau intégré (dossier R-4010-2017), Demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité d'un bloc de 6 MW dans le cadre d'un projet de production d'énergie éolienne aux Îles-de-la-Madeleine (dossier R-4046-2018), Demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable (dossier R-4091-2019).

⁵ Décision [D-2022-062](#), paragr. 641.

d'acheminer l'électricité depuis la terre ferme, la centrale de Cap-aux-Meules assurera le relais. Les approvisionnements provenant du parc éolien de la Dune-du-Nord (DDN) se poursuivront également.

37. Le Distributeur constate qu'aucun intervenant ne remet en question la fiabilité de la Solution privilégiée.
38. Tous les scénarios qui ont été analysés par le Distributeur sont considérés comme des solutions fiables, incluant des technologies matures, c'est-à-dire des technologies qui en sont à un stade commercial et déjà déployées dans des projets similaires ou de même nature. Toutefois, certains scénarios analysés pourraient présenter des risques opérationnels supérieurs au *statu quo* et, de ce fait, requérir des investissements additionnels pour l'intégration de ces technologies. C'est le cas, par exemple, des scénarios à forte pénétration en énergie renouvelable nécessitant des arrêts complets de la centrale thermique⁶.
39. Cela étant, des intervenants ont proposé différents scénarios, parfois fondés sur des technologies émergentes ou à venir. Le Distributeur réitère l'importance d'avoir des technologies éprouvées et réalistes pour la source d'alimentation principale du réseau des IDLM. Le réseau des IDLM n'est, en effet, pas un terrain d'essais ni un laboratoire expérimental, pas plus qu'un projet pilote à l'échelle d'un réseau autonome. L'alimentation de ce réseau se doit d'être assurée en tout temps. La fiabilité de l'approvisionnement en électricité est d'ailleurs un critère prioritaire pour la Communauté maritime⁷.
40. Il ne s'agit pas non plus de développer une solution en fonction de technologies futures ou qui n'ont pas encore atteint un degré de maturité suffisant, comme le suggère par exemple le RNCREQ^{8,9}, auxquels feraient notamment appel des scénarios de mix ou de bouquet énergétique, comme proposés par certains intervenants (AQPER¹⁰ et RTIÉÉ¹¹) ou encore le concept d'optionnalité comme le prétend le RNCREQ¹². En effet, une telle approche est susceptible de retarder la conversion du réseau des IDLM à une source d'énergie plus propre et compromettre l'objectif de réduction des émissions de GES.
41. La Solution privilégiée s'appuie sur une technologie mature et bien maîtrisée. Elle ne présente aucun risque accru sur le plan de l'intégration, contrairement aux mix

⁶ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), pp. 9 et 22.

⁷ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), p. 21.

⁸ Par ex., selon l'intervenant, la réduction du besoin d'équilibrage de sources fossiles des scénarios éoliens au point où l'une des solutions serait acceptable dans un avenir pas si lointain ou la possibilité pour le futur d'utiliser du stockage multi-journées pour compenser la perte de production pendant des périodes plus longues.

⁹ Pièce [C-RNCREQ-0103](#), section 7.2.

¹⁰ Pièce [C-AQPER-0068](#), notamment p. 21.

¹¹ Pièce [C-RTIÉÉ-0090](#), paragr. 62 et ss.

¹² Pièce [C-RNCREQ-0103](#), pp. 37 et ss.

énergétiques souhaités par ces intervenants qui comportent une incertitude concernant l'intégration des technologies requise et, par le fait même, des coûts en découlant.

➤ Acceptabilité sociale

42. Il s'agit d'un critère particulièrement important, mais dont l'appréciation n'est pas, le Distributeur le reconnaît, facile. Le Distributeur constate en effet que plusieurs intervenants confèrent une portée différente à celui-ci. Par exemple, le RNCREQ¹³ et la FCEI¹⁴ semblent percevoir l'acceptabilité sociale comme liée aux impacts environnementaux et à la réduction des émissions de GES. L'AQPER, pour sa part, semble l'associer aux retombées économiques. Pour l'AQCIE-CIFQ, il y a une différence entre être favorable à la réalisation d'un projet et accepter que celui-ci se réalise¹⁵. Or, comme il apparaît du site du développement durable d'Hydro-Québec :

« L'objectif visé n'est pas nécessairement l'absence totale d'opposition, mais plutôt l'atteinte d'un large consensus. En encourageant la participation du public et des parties prenantes dès les premières étapes d'un projet, nous leur permettons de contribuer à l'élaboration de conditions visant à le rendre acceptable dans une perspective d'avantages mutuels. »

Voir la réponse à la question 1.10 de la DDR n° 11 de la Régie, HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#))

43. Tel qu'expliqué, l'analyse de l'acceptabilité sociale s'est effectuée non pas par l'interprétation d'un seul moyen quantitatif, mais bien par l'amalgame des nombreux moyens utilisés (par exemple, plateforme de conversation en ligne, rencontres de parties prenantes et sondage téléphonique). Ces divers moyens ont permis de recueillir non seulement des informations quantitatives, mais également qualitatives sur l'avis de la population et des parties prenantes pour les différentes filières analysées.

Voir les réponses à la question 4.1 de la DDR n° 10 de la Régie, HQD-12, doc. 1 ([B-0248](#)) et aux questions 1.6, 1.6.1 et 1.7 de la DDR n° 11 de la Régie. HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#))

44. Le Distributeur a d'ailleurs dressé la liste de l'ensemble des activités de consultation effectuées à ce jour.

« Dans le cadre de la démarche présentée dans sa preuve donc à B-0204, Hydro a réalisé une consultation ouverte à tous et a rencontré diverses parties prenantes [sic] des Îles-de-la-Madeleine et du Québec.

¹³ Pièce [C-RNCREQ-0103](#), pp. 5-6.

¹⁴ Pièce [C-FCEI-0067](#), pp. 8 et 9.

¹⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0053](#), p. 23.

Donc, voici d'ailleurs une liste des principaux moyens de consultation et des parties prenantes visées, donc, qui ont été consultées, donc : la consultation en ligne à tous, le sondage téléphonique spécifique à la communauté maritime des Îles, les différentes rencontres avec les élus. Quand on parle des élus, on parle du député des Îles, municipalités, des élus municipaux, mairesse de Grosse Île, le maire des Îles-de-la-Madeleine, ministre de l'Énergie et des ressources naturelles. Également, les différentes rencontres avec les groupes environnementaux locaux. L'Association madelinienne pour la sécurité énergétique et environnementale. Le Comité ZIP, je ne sais pas ce que l'acronyme veut dire mais des îles. Le Comité Attention FragÎles, avec ici le « Î » avec un accent circonflexe, donc FragÎles, la Société de conservation de la nature des Îles-de-la-Madeleine.

Il y a également, des rencontres avec des groupes environnementaux nationaux, l'AQLPA, Équiterre, la Fondation David Suzuki, Greenpeace, Nature Québec. Des rencontres avec des experts techniques par la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie Îles-de-la-Madeleine, Direction de l'urbanisme de la Municipalité des Îles, firmes d'ingénierie.

Et il y a eu également des rencontres avec d'autres acteurs du milieu. On parle du Bureau régional de coordination gouvernementale des Îles de-la-Madeleine qui, je crois, relève du Ministère des Affaires municipales et de l'Habitation.

On parle aussi, également, du Forum des partenaires de la communauté maritime des Îles. Et il y a eu une présentation à la Conférence administrative régionale des Îles-de-la-Madeleine.

Également, rencontres avec différents groupes dans le cadre du processus de consultations réglementaires d'Hydro-Québec.

Donc, dans le cadre de l'avant-projet du raccordement par câbles sous-marins, d'autres consultations ont eu lieu et se poursuivent, en plus de celle que j'ai mentionnées précédemment. Donc, plus précisément, parmi les parties prenantes, on parle des administrations municipales. Donc, Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine, Municipalités des Îles-de-la-Madeleine, Municipalités de Grosse-Île, Ville de Percé, MRC du Rocher-Percé.

Des associations de pêcheurs des Îles-de-la-Madeleine ainsi que de la Gaspésie. Des organismes du secteur des pêcheries. Donc, on parle de Merinov, de l'École des pêches et de l'aquaculture du Québec.

Des ministères provinciaux et fédéraux, donc MTQ, Pêches et Océans Canada, MAPAQ, Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Transport Canada, Bureau régional de coordination gouvernementale des Îles-de-la-Madeleine.

On parle du député provincial de Gaspé, député provincial des Îles-de-la-Madeleine et député fédéral de Gaspésie Îles-de-la-Madeleine, Chambre de commerce des Îles-de-la-Madeleine.

On parle de Nergica, du Réseau intégré de communications des Îles-de-la-Madeleine, le RICEIM, de différents groupes environnementaux locaux, donc l'Association Madelinienne pour la Sécurité Énergétique et Environnementale, le comité ZIP des Îles, Attention Fragîles, différentes communautés autochtones de Gespeg, Gesgapegiag, Gestogouche et Première Nation Malécite de Viger.

Puis tout en poursuivant le dialogue avec les parties prenantes que je viens de mentionner, Hydro-Québec prévoit également rencontrer les parties prenantes, certaines autres parties prenantes, au cours des prochains mois. Donc, l'Association des pêcheurs des provinces maritimes et les communautés autochtones des provinces maritimes. »

N.S. du 8 mars 2022 ([A-0107](#)), pp. 34-37

Voir aussi le tableau R-4.1, HQD-12, doc. 2 ([B-0253](#)) et la réponse à la question 1.10 de la DDR n° 11 de la Régie, HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)).

45. Cette liste témoigne de l'importance et de la rigueur accordées par Hydro-Québec à ce critère. Elle témoigne également de l'importance que revêt la recherche de l'adhésion de la part du milieu et de la transparence tout au long du projet. Le Distributeur estime, en effet, que sans un tel appui des groupes consultés, la poursuite du projet jusqu'à la présente étape n'aurait pas été envisageable.
46. De plus, tel que précisé au dossier, le Distributeur poursuit le dialogue auprès du milieu et des parties prenantes. La consultation ne se veut donc pas une démarche statique, figée dans le temps, mais en continu.
47. Le Distributeur a donc été diligent dans sa façon d'évaluer l'acceptabilité sociale de la communauté quant à la solution proposée. L'ampleur des démarches témoigne par ailleurs de l'importance et du sérieux accordés.
48. Le Distributeur rappelle également que le sondage a été réalisé par une firme indépendante et conformément aux règles de l'art.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 1.7 de la DDR n° 11 de la Régie.

49. Le Distributeur souligne finalement que les résultats du sondage sont cohérents avec la consultation menée par la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 1.11 de la DDR n° 11 de la Régie

50. Le Distributeur ne juge donc pas pertinent de réaliser un autre sondage indépendant comme le souhaite l'AQPER¹⁶ ou encore une nouvelle consultation comme le suggère

¹⁶ Pièce [C-AQPER-0068](#), pp. 7-8.

la FCEI, notamment pour les scénarios S-3, S-6 et S-15¹⁷, alors que la majorité de la population des IDLM s'est déjà prononcée en faveur de la filière du raccordement. De plus, considérant le haut niveau de favorabilité envers le raccordement, le Distributeur est confiant que les mesures d'atténuation qui seront discutées avec la communauté répondront à ses préoccupations envers la Solution privilégiée et sauront concrétiser l'acceptabilité sociale.

➤ Réduction des émissions de GES

51. La centrale de Cap-aux-Meules, alimentée au mazout lourd, émet à elle seule environ 30 % des émissions directes de GES d'Hydro-Québec depuis la mise en service du parc éolien de la Dune-du-Nord¹⁸.

52. La conversion du réseau des IDLM à une source d'énergie renouvelable représente par conséquent un jalon important pour l'atteinte des objectifs d'Hydro-Québec en matière de réduction des émissions de GES, dont l'un des objectifs de son Plan stratégique 2020-2024 visait globalement un approvisionnement renouvelable à 70 % pour les réseaux autonomes à l'horizon 2025¹⁹.

53. Le Distributeur souligne également que l'objectif de réduction des émissions de GES doit être considéré de façon cohérente à la grandeur de la province. Or, tel qu'il appert du tableau 5 de la preuve en chef²⁰, un scénario de conversion de la centrale au GNL-R serait davantage propice à l'accaparement d'une proportion non négligeable du GNL-R disponible pour l'ensemble du Québec. Une telle conversion serait donc susceptible de se faire au détriment d'autres industries pour qui le GNL-R est la solution appropriée et accessible dans un effort de transition énergétique.

Voir également la réponse à la question 5.1 de la DDR n° 11 de la Régie à la pièce HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#))

54. La Solution privilégiée pour le réseau des IDLM s'avère donc celle qui est la plus à même de favoriser la bonne énergie au bon endroit.

➤ Coûts

55. Afin d'établir une base de comparaison équivalente des scénarios sur le plan économique, le Distributeur a procédé à une analyse probabiliste tenant compte des niveaux de précision du coût des différents intrants. Cette approche et l'utilisation d'une distribution triangulaire sont le fruit d'une démarche structurée et sont conformes

¹⁷ Pièce [C-FCEI-0067](#), pp. 8-9.

¹⁸ Voir les réponses aux questions 3.1 et 3.2 de la DDR n° 10 de la Régie à la pièce HQD-12, doc. 1 ([B-0248](#)).

¹⁹ *Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec Voir grand avec notre énergie propre*, page 29. L'objectif a été révisé à 80 % dans le *Plan stratégique 2022-2026*.

²⁰ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), p. 31.

aux règles de l'art dans le domaine de la gestion de projet et des pratiques recommandées par des organismes qui font autorité en la matière, soit le *Project Management Institute* (PMI) et l'*Association for the Advancement of Cost Engineering* (AACE). En effet, chaque scénario a fait l'objet d'une analyse probabiliste afin d'en connaître son exposition aux risques et fixer le niveau de contingence requis de chacun des scénarios.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 3.6 de la DDR n° 11 de la Régie

56. L'estimation des CAPEX et OPEX repose sur une très grande quantité d'informations sur le marché, le contexte économique et énergétique ainsi que sur le niveau de précision des coûts des scénarios. Chacune de ces données de chaque scénario peuvent avoir des variabilités différentes. De là l'utilité d'une analyse Monte-Carlo afin d'en capter toutes les nuances. L'incertitude est non seulement liée aux coûts des investissements pour lesquels des contingences sont prises, mais aussi aux coûts d'opération (prix des combustibles et droits d'émission des GES par exemple) sur toute la période d'analyse. Les distributions asymétriques vers les valeurs plus élevées sont le reflet d'une attente plus grande à la hausse des coûts d'investissements et d'opération qu'à la baisse.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 3.3 de la DDR n° 11 de la Régie

57. Sur la base de l'amplitude globale (écart entre les coûts Min et Max de l'analyse Monte-Carlo)²¹, la Solution privilégiée se classe au deuxième rang des scénarios les moins risqués. Or, les coûts seront précisés à la fin de l'avant-projet et confirmés après le dépôt des réponses aux appels de propositions, réduisant le risque résiduel.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 3.5 de la DDR n° 11 de la Régie.

58. Le Distributeur reconnaît que la Solution privilégiée n'est pas le scénario le moins onéreux parmi les scénarios étudiés. Toutefois, il demeure globalement le plus avantageux, car, tout en assurant la fiabilité de l'alimentation des IDLM, il permet une diminution importante des émissions de GES et présente une forte adhésion de la communauté locale.

Conclusion sur les quatre orientations

59. Tel qu'il appert du tableau 3²² présenté dans la preuve en chef, la Solution privilégiée constitue celle satisfaisant globalement le mieux aux quatre orientations guidant le choix de la conversion du réseau des IDLM.

²¹ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), p. 23.

²² Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), figure 3, p. 26.

60. Certains intervenants, comme l'AHQ-ARQ²³, l'AQCIE-CIFQ²⁴ et le RNCREQ²⁵ reprochent au Distributeur de ne pas avoir utilisé de seuil ni une pondération des critères ni d'avoir classé les scénarios par critères. L'AHQ-ARQ mentionne même qu'une approche sans pondération est subjective.
61. Le Distributeur souligne à cet égard que le choix d'un seuil peut être arbitraire en soi tout comme les scénarios qui en résultent. Une telle approche ne serait donc pas praticable et serait susceptible d'arriver à une solution qui en pratique, au final, ne serait ni optimale, ni la meilleure. Une décision sur une question multifactorielle d'une telle envergure requiert inévitablement une part de jugement. Si, par ailleurs, l'objectif devait être d'en arriver au scénario le moins cher comme le recommandent l'AHQ-ARQ²⁶ et l'AQCIE-CIFQ²⁷, l'orientation de réduction des coûts d'approvisionnement serait alors, dans leur cas, le seul critère vraiment discriminant. Cette approche des intervenants mettrait en arrière-plan le fondement même de la transition énergétique, soit l'atteinte de la cible gouvernementale de réduction des émissions de GES.
62. Certains intervenants suggèrent finalement d'ajouter d'autres critères aux quatre orientations approuvées par la Régie²⁸. Comme mentionné précédemment, la Régie a reconduit, en phase 1, son approbation quant aux quatre orientations guidant la conversion des réseaux autonomes. De plus, il ne s'agit pas de l'objet de la présente phase.

Pas seulement l'offre, mais également la demande : le PUEÉ et l'efficacité énergétique

63. Au paragraphe 51 de sa décision procédurale [D-2022-043](#), la Régie estimait pertinent d'analyser les autres aspects de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur dans le réseau des IDLM, incluant les enjeux liés au remplacement des systèmes de chauffage au mazout, au PUEÉ de même qu'aux interventions en efficacité énergétique.

➤ Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)

64. Avec la transition énergétique dans le réseau des IDLM, le Distributeur mettra fin au PUEÉ²⁹. Le Distributeur rappelle que le PUEÉ offre aux clients adhérents une réduction du prix du mazout ou du propane par rapport au prix de l'électricité afin de favoriser la consommation du carburant fossile par les systèmes de chauffage

²³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0086](#), pp. 7-8.

²⁴ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0053](#), pp. 20-21.

²⁵ Pièce [C-RNCREQ-0103](#), pp. 7 et 8.

²⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0086](#), p. 22.

²⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0053](#), pp. 26-27.

²⁸ Le ROEE recommande par exemple de considérer également l'impact de la solution privilégiée sur l'équilibre offre-demande en réseau intégré ([C-ROEE-0079](#), pp. 13-14).

²⁹ Pièce HQD-12, doc. 5 ([B-0258](#)), p. 5.

résidentiel plutôt que par la centrale de production. Dans le cadre du PUEÉ, le Distributeur fournit également une aide financière pour l'entretien annuel, le dépannage et la réparation des systèmes de chauffage au mazout dans le réseau des IDLM.

65. La fin graduelle du PUEÉ est prise en compte pour l'ensemble des scénarios, à l'exception du *statu quo*. Elle aura pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ).
66. En ces circonstances, le Distributeur soutient que sa stratégie à l'égard du PUEÉ est conforme aux orientations environnementales, lesquelles visent la réduction des émissions de GES.

« Le Distributeur confirme que la prévision de la demande au présent dossier prend en compte l'esprit du Règlement sur les appareils de chauffage au mazout (le Règlement), puisqu'elle intègre la fin du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) et ce, malgré le fait que le Règlement ne s'applique pas aux systèmes dans les bâtiments résidentiels en réseaux autonomes. »

HQD-12, doc. 7 ([B-0260](#)), réponse à la question 1.6 de la DDR n° 2 du GRAME

67. Tel qu'il l'expliquait en réponse à la demande de renseignements de la Communauté maritime, les entreprises locales impliquées dans le PUEÉ ont été informées, depuis la première annonce du projet de raccordement au réseau intégré en 2018, que le programme tirait à sa fin. Le Distributeur a également mis en place une stratégie de transition prévoyant l'accompagnement des clients en amont et en aval du raccordement. La Communauté maritime souligne d'ailleurs que l'accompagnement offert aux clients résidentiels, dans la stratégie de transition du programme, constitue une initiative contribuant à l'acceptabilité sociale du projet³⁰.

HQD-12, doc. 5 ([B-0258](#)), réponse à la question 2.1 de la CMIDL

68. Le Distributeur prend acte que le GRAME se déclare satisfait de son intention d'accompagner ses clients bénéficiaires du PUEÉ lors d'une conversion de ses équipements de chauffage au combustible fossile vers l'électricité dans les cas de bris ou de réparations majeures³¹.

➤ Efforts en efficacité énergétique

69. Nonobstant la Solution privilégiée, le Distributeur rappelle que le développement et la mise en place de mesures d'efficacité énergétique font partie des mesures

³⁰ Pièce [C-CMIDL-0006](#), p. 20.

³¹ Pièce [C-GRAME-0027](#), pp.10-11.

structurantes que le Distributeur met en place, tant en réseau intégré qu'en réseaux autonomes. Les clients des réseaux autonomes ont, de façon générale, accès aux programmes en efficacité énergétique offerts à la clientèle du réseau intégré.

70. Ainsi, afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité, le Distributeur intègre le déploiement de mesures d'efficacité énergétique dans sa prévision de la demande. L'ajout de ces mesures permettra de réduire la charge projetée de plus de 5 MW et 20 GWh par année, trois ans après la mise en service du lien câblé³².

« [...] si l'équipement [de chauffage au combustible fossile] est en fin de vie utile ou présente un besoin de rénovation majeure, le Distributeur accompagnera le client dans la conversion de ses équipements de chauffage à l'électricité et encouragera l'implantation de mesures d'efficacité énergétique, comme, par exemple, l'installation de la thermopompe efficace pour minimiser l'impact sur la centrale de Cap-aux-Meules. »

HQD-12, doc. 7 ([B-0260](#)), réponse à la question 1.4 du GRAME

« [...] La Communauté maritime approuve ces objectifs ambitieux d'efficacité énergétique, qui ont le potentiel de contribuer à l'acceptabilité sociale de la transition [...] ».

Pièce [C-CMIDLM-0006](#), p. 10

71. Les gains estimés liés aux efforts additionnels en efficacité énergétique après 2031 de 23,4 GWh seraient réalisés au moyen de la gestion de l'énergie³³.

Réponses aux intervenants

72. Dans la présente section, le Distributeur répond de façon spécifique à certains éléments avancés dans les mémoires des intervenants qui n'ont pas été répondus ailleurs dans l'argumentation³⁴.

73. Plusieurs intervenants réclament une mise à jour des analyses pour intégrer celles de paramètres, de variables et d'intrants. Par exemple, certains demandent de mettre à jour le taux d'inflation, le taux du capital et le taux d'actualisation en découlant (FCEI³⁵), les coûts évités de l'énergie à long terme (RNCREQ³⁶ et FCEI³⁷) et le coût

³² Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), pp. 11-12.

³³ Pièce HQD-12, doc. 8.1 ([B-0271](#)), pp. 3-4.

³⁴ Le Distributeur précise toutefois que l'absence de réponse à un élément spécifique avancé par un intervenant ne doit surtout pas être interprétée comme une acceptation de l'argument ou de la thèse avancée de l'intervenant.

³⁵ Pièce [C-FCEI-0067](#), section 2.2, p. 6.

³⁶ Pièce [C-RNCREQ-103](#), p. 15.

³⁷ Pièce [C-FCEI-0067](#), section 2.3, p. 7.

de carburants (GRAME³⁸). La FCEI³⁹ pour le GNL-R et le RNCREQ⁴⁰ pour les éoliennes souhaitent une mise à jour de prix pourtant obtenus par le Distributeur de la part de fournisseurs potentiels.

74. Quant à l'opportunité de mettre à jour seulement certains paramètres ou scénarios, le Distributeur estime qu'une telle approche n'est ni souhaitable ni opportune notamment pour les raisons mentionnées en réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 11 de la Régie. Au surplus, la réalisation d'un tel exercice prendrait du temps et retarderait le déroulement du dossier.

Voir la réponse à la question 2.3 de la DDR n° 11 de la Régie, HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#))

➤ AHQ-ARQ

75. Dans son mémoire, l'intervenant soulève des incertitudes et des biais dans les hypothèses formulées par le Distributeur qui, selon lui, pourraient affecter certains scénarios.
76. Ainsi, l'intervenant affirme que « [...] le Distributeur reconnaît qu'il a surestimé le prix d'achat de l'électricité pour le scénario S-3 [...] »⁴¹. Cette affirmation n'est pas exacte. Le fait de surestimer le prix d'achat d'électricité aurait, au contraire, eu pour effet de défavoriser le scénario S-3, contrairement à ce que l'intervenant laisse sous-entendre.
77. Le Distributeur mentionnait plutôt que, pour l'analyse Monte-Carlo, l'hypothèse -40 % / +10 % sur le prix d'achat d'électricité sous-entend que celui-ci a été surestimé⁴². Cette hypothèse de valeurs asymétriques est établie en supposant qu'une diminution à long terme du coût évité de l'énergie est, compte tenu du contexte économique et énergétique et du marché, plus attendue par les spécialistes d'Hydro-Québec, qu'une hausse du coût évité.
78. Néanmoins, le Distributeur a démontré, par les résultats présentés au tableau R-3.2.1⁴³, que, même en prenant des hypothèses moins favorables au scénario S-3, soit une variation du prix d'achat d'électricité-réseau intégré à $\pm 20\%$ et une variation de la quantité d'achat d'électricité selon les mêmes bases que celles des combustibles (-5 % / +20 %), l'écart entre les médianes des scénarios S-3 et S-1 demeurerait favorable au scénario S-3, passant de 303 M\$ act. 2021 à 228 M\$ act. 2021.

³⁸ Pièce [C-GRAME-0027](#), section 3.2.2.

³⁹ Pièce [C-FCEI-0067](#), p. 10 et section 2.1.

⁴⁰ Pièce [C-RNCREQ-103](#), pp. 18 à 24.

⁴¹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0086](#), p. 19.

⁴² Pièce HQD-12, doc. 6 ([B-0259](#)), réponse à la question 3.2.1 de la FCEI.

⁴³ Pièce HQD-12, doc. 6 ([B-0259](#)), tableau R-3.2.1 et réponse à la question 3.2.1 de la FCEI.

79. L'intervenant affirme également que le Distributeur n'a pas considéré de contraintes d'exploitation pour la centrale de Cap-aux-Meules, ce qui a pour effet de sous-estimer les évaluations de coûts de certains scénarios⁴⁴. Cette affirmation de l'intervenant est biaisée.
80. Bien que le Distributeur n'ait pas encore évalué en détails les contraintes d'exploitation de la centrale dans le contexte d'une utilisation comme moyen de gestion de la puissance⁴⁵, sa connaissance des contraintes d'exploitation de la centrale dans le contexte actuel lui permet d'affirmer qu'elles n'auront pas d'incidence perceptible sur les coûts d'exploitation.
81. L'intervenant affirme aussi dans son mémoire que le fait qu'aucune contribution en puissance n'a été prise en compte pour les scénarios incluant le solaire constitue une hypothèse pessimiste dans le cas des scénarios S-11, S-12 et S-17⁴⁶. Cette affirmation est erronée, puisque l'absence de contribution en puissance du solaire pour l'évaluation du critère de fiabilité n'a eu aucune incidence sur le dimensionnement de ces trois scénarios.
82. En effet, bien que ces scénarios ne rencontrent pas tout-à-fait le critère de fiabilité $(N-1) \times 90 \%$, selon la prévision de la demande 2021⁴⁷, le Distributeur n'a pris en compte aucun investissement supplémentaire pour augmenter la puissance garantie en conséquence. Plutôt que d'induire un biais en défaveur des scénarios avec la filière solaire, comme le sous-entend l'intervenant, ces hypothèses viennent au contraire induire un biais en faveur de ceux-ci. Le Distributeur précise par ailleurs que les simulations OPERA réalisées dans le cadre de l'analyse tiennent compte du profil de production solaire et du profil de charge du réseau des IDLM, selon un pas de temps d'une minute, et que cette approche permet de capturer la contribution anticipée du solaire à chacune des minutes d'une année typique⁴⁸.
83. En ce qui concerne l'affirmation erronée de l'AHQ-ARQ voulant que les coûts de la solution de raccordement en provenance de la Gaspésie aient presque doublé en quelques mois, le Distributeur réfère la Régie aux explications fournies en réponse à la demande de renseignements n° 11 de la Régie.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)) réponse à la question 2.1 de la DDR n° 11 de la Régie

➤ AQCIE-CIFQ

⁴⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0086](#), pp. 19-20.

⁴⁵ Pièce HQD-12, doc. 2 ([B-0253](#)), réponses aux questions 3.3 et 3.4 de la DDR n° 3 de l'AHQ-ARQ.

⁴⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0086](#), p. 21.

⁴⁷ Pièce HQD-12, doc. 2 ([B-0253](#)), tableau R-13.4 de la réponse à la question 13.4 de la DDR n° 3 de l'AHQ-ARQ.

⁴⁸ Pièce HQD-12, doc. 2 ([B-0253](#)), réponse à la question 10.2 de la DDR n° 3 de l'AHQ-ARQ.

84. L'intervenant propose un classement des scénarios sur la base de l'Estimation en millions de dollars actualisés de 2021 (données de l'analyse économique)⁴⁹. Or, le Distributeur estime que les scénarios doivent être comparés sur le plan économique selon la médiane du résultat de l'analyse Monte-Carlo.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 3.3 de la DDR n° 11 de la Régie

85. Contrairement à ce que l'intervenant prétend, le taux de pertes est adéquatement évalué, car les pertes du réseau intégré pour l'acheminement de l'électricité vers le réseau des IDLM sont comprises dans les coûts évités. Ajouter des pertes additionnelles aurait comme impact de faire du double comptage.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 4.1 de la DDR n° 11 de la Régie

➤ AQPER

86. À l'instar d'autres intervenants, l'intervenante affirme douter « que la Régie dispose d'informations suffisamment précises pour former un jugement éclairé quant à la stratégie d'approvisionnement et de conversion des IDLM »⁵⁰. Le Distributeur est en désaccord avec cette affirmation. La preuve déposée au soutien de sa demande d'approbation de la stratégie d'approvisionnement du réseau des IDLM est complète et probante.

87. L'intervenante affirme que « la mise en place d'un mix énergétique provenant de différentes technologies d'énergies renouvelables aux IDLM comporte généralement moins de risques, puisque cette option alternative est répartie sur plusieurs filières à moindres coûts »⁵¹.

88. Le Distributeur estime la preuve de l'intervenante peu développée et peu probante quant à une démonstration à l'effet qu'un tel scénario respecterait davantage les quatre orientations approuvées par la Régie et représenterait moins de risques que la Solution privilégiée. En effet, même si le mix énergétique reposait sur une combinaison de technologies éprouvées, le jumelage de multiples technologies à l'échelle d'un réseau autonome représente de nombreux défis techniques et économiques. Ceux-ci n'ont clairement pas été considérés par l'intervenant. Le Distributeur estime donc qu'une telle option est, au contraire, plus risquée que la Solution privilégiée. Par ailleurs, un changement de stratégie reposant sur un déploiement progressif des différentes solutions, inévitable pour en assurer le maintien

⁴⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0053](#), p. 10.

⁵⁰ Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 5.

⁵¹ Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 6.

de la fiabilité, entraînerait nécessairement des délais, reportant ainsi l'atteinte de l'objectif de réduction des GES.

89. L'intervenante mentionne que la contribution en énergie du parc éolien de la DDN fera en sorte de réduire le taux d'utilisation du nouveau lien câblé sous-marin ce qui réduira la rentabilité du scénario de raccordement⁵². Le Distributeur est en désaccord avec cette affirmation et souligne que cette contribution du parc éolien de la DDN est incluse dans tous les scénarios, tout comme le retrait du PUEÉ (à l'exception du scénario *statu quo*)⁵³. Par ailleurs, le projet d'expansion du parc éolien dans le réseau des IDLM, qui est toujours à l'étude, devra être compatible avec la solution privilégiée, tant d'un point de vue technique qu'économique⁵⁴.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 6.2 de la DDR n° 11 de la Régie

90. L'intervenante indique que l'analyse entre le scénario de raccordement et les scénarios utilisant de la production éolienne *in situ* devrait se limiter à comparer le coût du lien sous-marin avec le coût d'intégration éolienne dans le réseau des IDLM, car « une analyse marginale de l'équilibre offre-demande du bilan démontre que le Distributeur se trouve à alimenter la charge des IDLM par de nouvelles éoliennes situées sur le réseau principal en utilisant un lien sous-marin ». Par contre, « [c]ette analyse devrait également tenir compte du différentiel de prix pour l'installation d'éoliennes aux IDLM versus sur le réseau intégré en 2027 »⁵⁵.
91. Le Distributeur ne comprend pas où veut en venir l'intervenante avec ces affirmations d'autant que l'intervenante mentionne un peu plus loin dans son mémoire que l'impact de l'éloignement est un des facteurs qui explique les coûts plus élevés des éoliennes aux IDLM par rapport à celles installées sur le continent⁵⁶. Néanmoins, il importe de rappeler que l'intégration d'énergie éolienne en réseau autonome nécessite l'ajout d'équipements pour assurer le jumelage avec la centrale. De plus, une partie de l'énergie éolienne devrait être rejetée lorsque la production éolienne excède la capacité d'intégration, puisque le stockage de l'énergie excédentaire dans son entièreté ne peut être économiquement envisageable. Ces contraintes particulières doivent être prises en compte dans la comparaison des scénarios d'ajout d'éoliennes avec les scénarios de raccordement par câbles sous-marins.
92. Les analyses effectuées par le Distributeur sont rigoureuses et les scénarios sont intégraux. Elles permettent déjà de comparer plusieurs scénarios de production éolienne *in situ*, incluant le coût d'intégration dans le réseau des IDLM, avec le coût du lien sous-marin qui intègre les coûts évités en énergie à long terme (pour les

⁵² Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 12.

⁵³ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), pp. 11-12.

⁵⁴ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), p. 33.

⁵⁵ Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 14.

⁵⁶ Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 17.

années 2026 et suivantes) du réseau intégré, calibré sur le coût d’approvisionnement en énergie éolienne sur le réseau intégré.

93. L’intervenante soutient que la Régie devrait être satisfaite que la solution retenue ne représente pas un risque important de dépassements de coûts et, dans le cas contraire, elle devrait refuser cette stratégie⁵⁷.
94. Le Distributeur est d’avis que le niveau de risque des scénarios doit être comparé sur la base de l’amplitude globale des coûts des scénarios selon la méthode Monte-Carlo, c’est-à-dire l’écart entre les coûts Min et Max qui intègre les coûts d’investissements et d’opération. Sur cette base, le scénario S-3 se classe en deuxième place parmi les scénarios les moins risqués⁵⁸. Les coûts d’investissement seront précisés à la fin de l’avant-projet, et confirmés après le dépôt des réponses aux appels de propositions, réduisant considérablement l’amplitude du risque résiduel.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 3.5 de la DDR n° 11 de la Régie

95. L’AQPER affirme que seul un scénario avec du GNL provenant de ressources fossiles a été présenté dans le cadre de la consultation, invalidant ainsi la pertinence des résultats du sondage pour mesurer l’approbation sociale du GNL-R⁵⁹. Cette affirmation est fautive puisqu’en sus du GNL, l’utilisation d’un combustible carboneutre (renouvelable) a également été sondée et le GNR a été cité en exemple. Les taux d’acceptabilité du GNL et d’un combustible carboneutre sont du même ordre (environ 30 % selon le sondage téléphonique).

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponses aux questions 1.4, 1.5 et 1.6.1 de la DDR n° 11 de la Régie

HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), notamment p. 10 de l’annexe C portant sur les résultats du sondage téléphonique

➤ CMIDLM

96. Le Distributeur souligne tout d’abord que la Communauté maritime précisait, dès sa demande d’intervention, qu’elle n’entendait pas se positionner en faveur ou en défaveur du scénario d’approvisionnement retenu par Hydro-Québec :

« 15. Il est à noter que la Communauté maritime n’entend pas se positionner en faveur ou en défaveur du scénario d’approvisionnement retenu par Hydro-Québec ;

16. La Communauté maritime désire cependant veiller à ce que le scénario choisi par Hydro-Québec réponde aux besoins de la collectivité sur la globalité des enjeux,

⁵⁷ Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 6.

⁵⁸ Pièce HQD-12, doc. 1 ([B-0248](#)), réponse à la question 5.9 de la DDR n° 10 de la Régie.

⁵⁹ Pièce [C-AQPER-0068](#), p. 15.

collectivité qui sera d'ailleurs la première touchée par la méthode d'approvisionnement ;

17. L'intervention de la Communauté maritime est donc motivée par une volonté de s'assurer que les différents scénarios sont évalués adéquatement ;

18. Cette approche s'inscrit en conformité avec la conclusion demandée par Hydro-Québec dans le cadre de la présente phase, à savoir :

« (...) Le Distributeur demande à la Régie de confirmer la justesse de la démarche entreprise à ce jour permettant d'identifier cette solution privilégiée, celle-ci devant être complétée à l'issue de l'avant-projet. »⁶⁰

97. Le Distributeur constate que l'intervenante a fait preuve de cohérence et s'en est tenue à l'intervention annoncée, en ne se prononçant ni en faveur ni en défaveur de la Solution privilégiée. Le Distributeur comprend également qu'elle fait plutôt état de ses préoccupations envers le projet, lesquelles sont tout à fait légitimes compte tenu de son importance et du rôle joué par la Communauté maritime.

98. En référant à une réponse donnée par le Distributeur à une question posée en DDR, la Communauté maritime indique qu'à sa connaissance, le Distributeur n'aurait pas consulté de nouveau les citoyens de la Communauté maritime depuis 2020 et qu'il serait donc difficile d'affirmer qu'il n'y a pas eu de changements à l'égard de l'acceptabilité sociale. Au contraire, le Distributeur rappelle les propos qu'il tenait à cet effet en réponse à une question de la Régie à l'égard des consultations :

« [...] 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. »

HQD-12, doc. 1 ([B-0248](#)), réponse à la question 4.2 de la DDR n° 10 de la Régie
Voir également HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 1.10 de la DDR n° 11 de la Régie

99. Le Distributeur rappelle également, tel qu'il l'indiquait en réponse aux questions 6.4 et 6.5 de la Communauté maritime, qu'un comité conjoint avec les acteurs du milieu locaux ayant pour objectif de favoriser les retombées économiques locales et de discuter du plan de main-d'œuvre sera mis en place d'ici la fin 2022. Il n'est donc pas exact de prétendre que les activités de communications d'Hydro-Québec auprès des citoyens ont pris en fin en 2020. Au contraire, tel que précédemment mentionné, il s'agit d'une démarche en continu.

HQD-12, doc. 5 ([B-0258](#)), réponses aux questions 6.4 et 6.5 de la CMIDLM

⁶⁰ Pièce [C-CMIDLM-0001](#), p. 4.

100. La Communauté maritime souligne que le Distributeur a utilisé les données de l'ISQ de 2019 qui prévoyaient une baisse de 10 % de la population en 2040, alors que les prévisions les plus récentes de l'ISQ (2021) prévoient une croissance de +2 % d'ici 2040. Dans ce contexte, elle souhaite que le Distributeur tienne compte d'éventuels besoins additionnels et qu'il précise, le cas échéant, les solutions envisagées tant du côté de l'offre que de la demande⁶¹. Le Distributeur précise à cet effet que la Solution privilégiée permettrait de répondre à une demande accrue résultant d'une croissance de la population.
101. En réponse à la Communauté maritime qui soulève ce qu'elle considère comme une incohérence sur l'approche du Distributeur quant à la filière GNR dans les critères des appels d'offres (A/O) en cours⁶², le Distributeur réfère à sa réponse donnée à la question 5.3 de la demande de renseignements n° 11 de la Régie ([B-0275](#)). Celle-ci illustre bien l'absence d'incohérence dans l'approche du Distributeur. Le Distributeur réfère également aux paragraphes 53 et 54 de la présente argumentation quant à la nécessité de favoriser la bonne énergie à la bonne place, afin de permettre une transition énergétique cohérente à la grandeur de la province.

➤ GRAME

102. Le GRAME se montre favorable au scénario de raccordement par câbles sous-marins du réseau des IDLM au réseau intégré à partir de la Gaspésie. Il émet toutefois des réserves quant à l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP⁶³.
103. Le GRAME est d'avis que le scénario S-3 comporte une part d'imprévisibilité sur le coût futur des carburants et une harmonisation éventuelle du système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) avec la tarification canadienne sur le carbone⁶⁴. L'intervenant en fait un argument en faveur du scénario S-2⁶⁵.
104. D'abord, le Distributeur souligne que les scénarios S-2 et S-3 sont à toute fin pratique le même projet, soit le raccordement du réseau des IDLM par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie. L'utilisation de la centrale thermique de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP apparaît en ce moment plus économique que le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré. Le recours à la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP pourra en pratique être diminué, voire nul, dès que d'autres moyens de GDP plus économiques seront disponibles en quantités

⁶¹ Pièce [C-CMIDLM-0006](#), pp. 11-12 et section 1.1.1.

⁶² Pièce [C-CMIDLM-0006](#), p. 18.

⁶³ Pièce [C-GRAME-027](#), section 3, pp. 15 et ss.

⁶⁴ Pièce [C-GRAME-027](#), pp. 15 et 20.

⁶⁵ Pièce [C-GRAME-027](#), sections 2 et 3, pp.11 et ss.

suffisantes pour pallier la demande. De plus, dans sa gestion opérationnelle des approvisionnements, le Distributeur prend en compte plusieurs facteurs pour déterminer l'utilisation des différents moyens de GDP en fonction des besoins du réseau intégré.

HQD-12, doc. 1 ([B-0248](#)), réponses aux questions 2.6 et 5.2 de la DDR n° 10 de la Régie

105. Le Distributeur a posé ses hypothèses de prévision de prix à moyen et long terme à partir de la meilleure information disponible au moment de la réalisation de l'analyse, et selon les lois et règlements applicables⁶⁶. De plus, Le Distributeur a effectué une analyse probabiliste selon l'analyse Monte-Carlo sur la projection des coûts de combustible et des droits d'émission de GES⁶⁷, comme le mentionne d'ailleurs le GRAME dans son mémoire.

➤ RNCREQ

106. Le RNCREQ questionne les prévisions d'économies d'énergie intégrées à la prévision de la demande au-delà de 2031. Or, le Distributeur rappelle qu'il a prévu réaliser des économies d'énergie importantes sur la période visée par le Plan, notamment en proportion de la consommation de cette communauté et qu'il mettra les efforts requis pour les concrétiser⁶⁸. Au-delà de 2031, cette prévision plus faible s'appuie essentiellement sur des mesures de gestion de l'énergie, mais pourra être révisée selon les résultats d'une étude visant à évaluer le PTÉ qui tiendra compte des nouvelles technologies disponibles et des conditions de marché prévalentes (prix des technologies, marge de manœuvre, taux de pénétration des mesures et autres) au moment opportun.
107. Une grande partie des critiques de l'intervenant est liée à l'analyse économique basée sur une durée de vie de 40 ans. Or, cette période d'analyse s'aligne sur la durée de vie des principaux actifs des scénarios de raccordement via la Gaspésie, durées de vie qui s'établissent à 40 ans. Il s'agit donc d'une durée adéquate en les circonstances, de l'avis du Distributeur.

HQD-12, doc. 8 ([B-0261](#)), réponses aux questions 1.1 à 1.3 de la DDR n° 5 du RNCREQ

108. En ce qui concerne les critiques du RNCREQ quant à la prise en compte des émissions des réservoirs d'Hydro-Québec dans le calcul des émissions de GES associées aux achats d'électricité en réseau intégré, le Distributeur réfère la Régie

⁶⁶ Pièce HQD-12, doc. 7 ([B-0260](#)), réponse à la question 2.1 de la DDR n° 2 du GRAME.

⁶⁷ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), p. 10.

⁶⁸ Pièce HQD-11, doc. 1 ([B-0204](#)), pp. 11-12.

aux explications fournies en réponse à la demande de renseignements n° 11 de la Régie.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 7.1

109. Relativement aux commentaires du RNCREQ quant à l'analyse Monte-Carlo et la réduction du prix de revient des éoliennes dans le temps, le Distributeur réfère la Régie aux explications fournies en réponse à la demande de renseignements n° 11 de la Régie.

Analyse Monte-Carlo :

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponses aux questions 3.1 à 3.8

Réduction du prix de revient des éoliennes dans le temps :

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 6.4

➤ ROEE

110. Le ROEE prétend que le Distributeur ne tient pas compte de l'évolution du contexte énergétique au Québec⁶⁹. Or, en ayant, parmi les orientations mises de l'avant pour la conversion des réseaux autonomes, la réduction des émissions de GES et l'acceptabilité sociale et environnementale, Hydro-Québec démontre au contraire qu'elle est non seulement très consciente de l'évolution du contexte énergétique, mais qu'elle lui accorde une grande importance. En fait, tel que précédemment mentionné, la Solution privilégiée cadre avec le PÉV 2030.

111. L'intervenant prétend que le Distributeur n'a pas tenu compte de toutes les pertes dans son analyse du scénario de raccordement et recommande un taux de pertes minimal de 19 %⁷⁰. Le Distributeur réfère la Régie aux explications fournies en réponse à la demande de renseignements n° 11 de la Régie.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 4.1

112. L'intervenant affirme que « [l]a qualité exceptionnelle du gisement éolien des IDLM se traduit ainsi en un coût évité de pertes de transport qui mérite d'être considéré dans une analyse de scénarios à service équivalent »⁷¹. Le Distributeur est en accord avec cette affirmation et l'analyse réalisée tient déjà compte des coûts évités associés aux pertes de transport. En effet, le Distributeur n'a appliqué aucunes pertes marginales de transport du raccordement, ni pour l'énergie éolienne produite par le parc éolien de la Dune-du-Nord, ni pour l'énergie associée aux ajouts d'éoliennes.

⁶⁹ Pièce [C-ROEE-0079](#), pp. 12-13.

⁷⁰ Pièce [C-ROEE-0079](#), section 3.1.

⁷¹ Pièce [C-ROEE-0079](#), p. 17.

113. L'intervenant remet en question la règle de régime minimal en continu comme contrainte d'exploitation de la centrale de Cap-aux-Meules, son impact sur l'énergie rejetée du parc de la Dune-du-Nord surtout en été et le lourd biais dans l'analyse de tous les scénarios alternatifs de source renouvelable⁷². Plus précisément, l'intervenant réfère à l'estimation de 20 % d'énergie éolienne rejetée pour le parc éolien de la Dune-du-Nord. Le Distributeur souligne que cette estimation est basée sur le concept actuel d'intégration sans système de stockage, et n'a aucun lien avec l'écart entre la puissance contractuelle de 6,4 MW et la puissance installée de 8 MW.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 6.1 de la DDR n° 11 de la Régie

114. Au sujet des éoliennes en mer, l'intervenant rappelle que le Distributeur a retenu un facteur d'utilisation (FU) moyen annuel de 54 %. Il affirme qu'un tel FU est comparable à celui de la filière hydroélectrique pour le réseau intégré et est significativement supérieur au FU de la demande en énergie du réseau des IDLM⁷³.

115. D'abord, le Distributeur doute de la pertinence de la comparaison entre le FU d'une source de production variable comme l'éolien, avec le FU de la production hydroélectrique du réseau intégré (dont la puissance peut plus facilement être modulée en fonction de la charge) ou encore avec le FU du profil de la demande du réseau des IDLM qui illustre plutôt l'écart entre la pointe et la charge moyenne. Par ailleurs, le Distributeur précise que le FU de 54 % représente l'énergie éolienne disponible et non pas l'énergie éolienne qui pourrait raisonnablement être intégrée (avec des solutions d'intégration économiquement viables). En tenant compte de l'énergie éolienne rejetée, le FU réel moyen tombe à 42,1 % pour le scénario S-9, puis à 32,7 % pour le scénario S-10, et le FU moyen tendrait à diminuer davantage en augmentant la pénétration.

116. Le Distributeur n'est pas en désaccord avec l'affirmation de l'intervenant selon laquelle les activités de déploiement en cours des éoliennes en mer sur le littoral de la côte Est des États-Unis témoignent de la mise en place d'une infrastructure industrielle majeure autour de cette filière⁷⁴. Dans ce contexte toutefois, l'intérêt des fournisseurs de cette filière se tourne justement vers des projets de grande envergure, plutôt que vers des petits projets comme ceux étudiés pour les scénarios S-9 et S-10. Le Distributeur a approché deux manufacturiers pour obtenir des estimations plus précises des coûts de projet. Le premier manufacturier a clairement exprimé son manque d'intérêt pour un projet de petite dimension. Le deuxième a d'abord démontré une certaine ouverture, mais les demandes subséquentes sont demeurées sans réponse malgré plusieurs relances. Ce faible intérêt de l'industrie démontre un risque important pour la faisabilité d'un tel projet, et pourrait avoir une forte incidence sur les coûts advenant que le Distributeur retiendrait une telle option.

⁷² Pièce [C-ROEE-0079](#), section 4.1, pp. 18-21.

⁷³ Pièce [C-ROEE-0079](#), pp. 21-22.

⁷⁴ Pièce [C-ROEE-0079](#), p. 22.

HQD-12, doc. 1 ([B-0248](#)), réponse à la question 5.11 de la DDR n° 10 de la Régie

➤ RTIEÉ

117. Le RTIEÉ voudrait que les scénarios retenus soient dimensionnés de façon à satisfaire tous les besoins hors pointe en électricité renouvelable (sources éolienne et solaire) du réseau des IDLM, réduisant ainsi l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules et les émissions de GES en découlant. Pour se faire, il propose d'ajouter deux autres éoliennes sur la Dune-du-Nord, ainsi qu'un parc de production solaire et du système de stockage sur le site de La Cormorandière. Il suggère également d'ajouter ponctuellement d'autres sources renouvelables d'ici 2067.⁷⁵
118. Contrairement à la prétention de l'intervenant, le Distributeur n'a pas artificiellement sous-dimensionné les scénarios d'énergie renouvelable. D'abord, le Distributeur reconnaît le potentiel des éoliennes terrestres. Toutefois, le seul site terrestre potentiel socialement acceptable aux yeux de la communauté, comme l'a montré la consultation, est le site de la Dune-du-Nord, où deux éoliennes sont déjà implantées. Comme cette zone présente plusieurs éléments sensibles sur le plan environnemental, dont notamment l'habitat du Corème de Conrad, espèce floristique menacée, le Distributeur a estimé qu'un maximum de quatre éoliennes supplémentaires pourraient potentiellement y être implantées, et qu'un scénario limité à deux éoliennes serait moins risqué sur le plan de l'acceptabilité environnementale.

HQD-12, doc. 1.2 ([B-0275](#)), réponse à la question 6.3 de la DDR n° 11 de la Régie

119. Quant aux éoliennes en mer, le Distributeur a démontré, avec les scénarios S-9 et S-10, que cette filière était plus coûteuse, et que l'augmentation de la pénétration (en passant de trois à cinq éoliennes) avait un effet à la hausse sur les coûts globaux actualisés. Cette tendance ne ferait qu'être accentuée avec une pénétration éolienne plus élevée, et l'ajout de stockage ne constituerait pas une alternative réaliste et économiquement viable pour contrer cette tendance.

Voir la réponse à la question 4.4.13 de la DDR n° 4 du RTIEÉ, HQD-12, doc. 10 (déposée sous pli confidentiel) [B-0265]

120. Pour ce qui est de la filière solaire, le grand impact de la superficie au sol requise d'un parc centralisé⁷⁶ jumelé au faible niveau de favorabilité pour cette filiale, mesuré par le sondage téléphonique, sont des motifs qui ont incité le Distributeur à en limiter la pénétration lors de l'élaboration des scénarios. Le solaire distribué sur les toitures des bâtiments permettrait d'éviter une empreinte au sol supplémentaire et serait potentiellement plus susceptible d'être accepté par la population et permettrait une

⁷⁵ Pièce [C-ROEE-0079](#), chapitre 10.

⁷⁶ Pièce HQD-12, doc.10 (B-0264), question 4.5.1.

pénétration possiblement plus élevée. Toutefois, le Distributeur a mentionné qu'une forte pénétration de 36 MW aurait un impact limité moindre que l'actuel parc éolien de la Dune-du-Nord, avec un niveau de complexité et des coûts considérablement plus élevés que les scénarios considérés⁷⁷. Le facteur d'utilisation du solaire centralisé aux IDLM serait également moindre que celui des éoliennes.

Voir les réponses à la question 4.5.1 de la DDR n° 4 du RTIEÉ, HQD-12, doc. 10 (B-0264) et à la question 5.2 de la DDR n° 11 de la Régie, HQD-12 doc. 1.2 (B-0275)

121. Quant à la suggestion d'utiliser le diesel léger à la centrale de Cap-aux-Meules, plutôt que le mazout lourd, pour les scénarios d'énergie renouvelable, l'effet sur la réduction des émissions de GES serait limité, avec des coûts considérablement plus élevés.

Voir la réponse à la question 7.1 de la DDR n° 11 de la Régie, HQD-12 doc. 1.2 (B-0275)

CONCLUSION

122. Le Distributeur soutient que sa demande est complète et probante. Celle-ci fait état de sa stratégie pour la conversion du réseau des IDLM à une source d'énergie plus verte et moins chère et de la démarche ayant permis d'identifier la Solution privilégiée.

123. Sa stratégie d'approvisionnement consiste essentiellement en :

- une source principale d'approvisionnement fiable, réduisant les émissions de GES dès sa mise en service et les coûts d'approvisionnement du réseau, et ayant une forte adhésion de la communauté,
- la mise en place du comité pour favoriser les retombées économiques et ses travaux avec la Communauté maritime qui permettront de cristalliser l'acceptabilité sociale de la communauté,
- la possibilité d'intégrer d'autres sources d'énergie renouvelable au réseau des IDLM, ainsi que des unités de stockage d'énergie, en fonction notamment de l'évolution et la réduction des coûts des technologies,
- la fin du PUEÉ en raison de la conversion du réseau à une source d'énergie plus verte et l'accompagnement des clients,
- une stratégie de conversion des systèmes de chauffage des clients du mazout à l'électricité qui tient compte à la fois de la volonté du gouvernement de réduire les combustibles fossiles pour cet usage et de la capacité du réseau à répondre à la demande,

⁷⁷ Pièce HQD-11, doc.1 (B-0204), p.18.

- un objectif ambitieux en efficacité énergétique pour les prochaines années qui vise notamment à diminuer la pression sur la demande avec des mesures adaptées au réseau des IDLM.

124. La preuve démontre que la Solution privilégiée est la plus avantageuse à tout point de vue pour la conversion du réseau des IDLM.

125. Le choix de la Solution privilégiée repose sur des analyses exhaustives et solides, tout en étant celle répondant le plus adéquatement aux quatre orientations guidant la conversion des réseaux autonomes à des sources d'énergie plus verte, lesquelles orientations ont été approuvées par la Régie.

126. De plus, la mise en place de la Solution privilégiée constituera une avancée majeure pour les efforts de décarbonation. La centrale de Cap-aux-Meules est responsable à elle seule de près du tiers des émissions de GES d'Hydro-Québec. La mise en place de la Solution privilégiée est donc plus que jamais nécessaire pour l'atteinte des cibles du gouvernement, dont celles du PÉV 2030, en matière de réduction des émissions de GES.

127. En ces circonstances, le Distributeur prie la Régie d'accueillir sa demande.

POUR CES MOTIFS, LE DISTRIBUTEUR PRIE LA RÉGIE :

APPROUVER sa stratégie d’approvisionnement pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine actuellement alimenté par la centrale de Cap-aux-Meules;

LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 12 juillet 2022

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Simon Turmel)