

---

R-4110-2019 – PHASE 2

---

HQD - DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

## RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

6 juin 2022

## Table des matières

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Mandat .....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>2. Contexte .....</b>   | <b>5</b>  |
| <b>3. Critères de sélection .....</b>                                  | <b>7</b>  |
| 3.1. <i>Réduction des émissions de GES.....</i>                        | <i>8</i>  |
| 3.2. <i>Acceptabilité sociale et environnementale.....</i>             | <i>9</i>  |
| 3.3. <i>Fiabilité de l'approvisionnement .....</i>                     | <i>12</i> |
| 3.4. <i>Réduction des coûts d'approvisionnement.....</i>               | <i>13</i> |
| <b>4. Scénarios analysés et retenus .....</b>                          | <b>15</b> |
| <b>5. Incertitudes additionnelles sur les scénarios analysés .....</b> | <b>19</b> |
| <b>6. Conclusions et recommandations .....</b>                         | <b>22</b> |

## 1. Mandat

L'Association Hôtellerie Québec (« l'AHQ ») et l'Association Restauration Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire des rapports d'expertise dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-4110-2019 déposé à la Régie de l'Énergie (la « Régie »). De façon générale, ces associations (collectivement « l'AHQ-ARQ ») nous ont mandatés pour vérifier si le Plan présente une solution optimale pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années, tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on nous demande de vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle afin de rencontrer les besoins auxquels le Distributeur fait face.

De façon plus précise, dans ce troisième rapport d'expertise, l'AHQ-ARQ nous demande de nous prononcer sur les éléments du Plan qui portent sur les analyses et démarches en vue de définir la stratégie de conversion énergétique des Îles-de-la-Madeleine (« IDLM »)

Les préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ ont été exposées dans la liste des sujets déposée par l'AHQ-ARQ dans la présente phase 2 du présent dossier<sup>1</sup>. Elles couvrent notamment les sujets suivants :

- Les analyses économiques et leurs incertitudes;
- La sélection des scénarios privilégiés et le choix du Distributeur;
- Le scénario de câbles sous-marins via la Gaspésie (S-3);
- Les autres scénarios étudiés;

- La fiabilité de l'approvisionnement.

Somme toute, l'AHQ-ARQ veut s'assurer que la solution retenue est la solution optimale afin que les tarifs assumés par les membres de l'AHQ-ARQ soient optimisés.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'AHQ-ARQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie. Il est à noter qu'il s'inscrit dans la continuité du chapitre consacré à l'alimentation des IDLM dans notre premier rapport d'expertise dans le cadre de ce dossier R-4110-2019<sup>2</sup>.

Les recommandations de ce rapport sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, nous nous réservons le droit de modifier ces recommandations ou d'en faire de nouvelles.

---

<sup>1</sup> C-AHQ-ARQ-0077.

<sup>2</sup> C-AHQ-ARQ-0046, pages 197 à 206, chapitre 13.

## 2. Contexte

Le 1er novembre 2019, le Distributeur dépose une demande à la Régie en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») en vue d'obtenir l'approbation du Plan pour le réseau intégré et pour les réseaux autonomes.

Le 17 juillet 2020, la Régie accueillait la demande du Distributeur en reportant l'examen de la Stratégie à une phase 2 du présent dossier<sup>3</sup>. Cette phase vise notamment l'approbation de la stratégie de transition énergétique pour les IDLM (la « Stratégie ») selon laquelle le Distributeur projette de raccorder les IDLM au réseau intégré par un câble sous-marin à partir de la Gaspésie et maintenir en réserve la centrale thermique actuelle de Cap-aux-Meules<sup>4</sup>.

Le Distributeur décrit ainsi le contexte de la présente phase 2 du dossier du Plan<sup>5</sup> :

*« Dans le cadre de la phase 2 du Plan, le Distributeur présente le résultat de ses analyses réalisées depuis. Ces analyses confirment que la solution privilégiée pour la source d'alimentation principale demeure le raccordement par câbles sous-marins du réseau des IDLM au réseau intégré via la Gaspésie. Ce n'est toutefois qu'à la fin de l'avant-projet que le Distributeur sera en mesure de confirmer la solution technologique qui y sera implantée.*

*Bien que la source d'alimentation principale du réseau des IDLM soit l'objet de la présente phase, il est probable que des optimisations puissent être ultérieurement apportées au scénario retenu. À titre d'exemples, des solutions potentielles en efficacité énergétique, en gestion de pointe, en valorisation des rejets thermiques et de*

---

<sup>3</sup> A-0023.

<sup>4</sup> B-0005, page 15, figure 9; et B-0010, page 41.

*l'énergie excédentaire devraient être explorées par la suite.* » (Nous soulignons)

Dans sa décision procédurale D-2021-136, le Régie a balisé le cadre d'examen de la demande et a déterminé les sujets pertinents pour la présente phase 2<sup>6</sup>.

Subséquentement au dépôt du Plan et à la suite de demandes de la Régie, le Distributeur a produit des compléments de preuve le 5 mars 2020, le 26 juin 2020, le 3 septembre 2020, le 30 juillet 2021 et le 29 octobre 2021<sup>7</sup>.

C'est dans un tel contexte que s'inscrira ce rapport d'expertise commandé par l'AHQ-ARQ. Le rapport aborde particulièrement les sujets suivants :

- Les critères de sélection;
- Les scénarios analysés et retenus;
- Les incertitudes additionnelles sur les scénarios analysés;
- Les conclusions et recommandations.

---

<sup>5</sup> B-0204, page 6, lignes 10 à 19.

<sup>6</sup> D-2021-136, pages 9 et 10, paragraphes 25 à 31.

<sup>7</sup> B-0031, B-0076, B-0099, B-0185 et B-0204.

### 3. Critères de sélection

Dans ce chapitre, nous formulons des recommandations quant à l'interprétation à donner aux critères de sélection des projets de conversion à l'énergie renouvelable.

Dans sa décision D-2017-140, le Régie indiquait que les projets de conversion totale ou partielle des différents réseaux autonomes devront répondre aux orientations suivantes, soit d'être<sup>8</sup> :

- techniquement réalisables;
- économiquement rentables;
- acceptables d'un point de vue environnemental; et,
- accueillis favorablement par la communauté.

À l'aide de la figure 1 qui suit, le Distributeur présente son interprétation de ces orientations<sup>9</sup>.

FIGURE 1 :  
CRITÈRES DE SÉLECTION APPLICABLES AUX PROJETS DE CONVERSION  
DES RÉSEAUX AUTONOMES À DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Source : Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec, page 29

---

<sup>8</sup> D-2017-140, dossier R-3986-2016, pages 95 et 96, paragraphe 305.

<sup>9</sup> B-0204, page 7, figure 1.

Le Distributeur précise que sa démarche ne visait pas à attribuer une pondération spécifique à chacun de ces quatre critères, ce qui, selon lui, aurait favorisé une ou des orientations de manière plus marquée. Il a plutôt choisi une approche au cas par cas et par comparaison de 17 scénarios qu'il a préparés<sup>10</sup>.

**Nous sommes d'avis qu'une telle approche sans pondération est plutôt subjective et qu'elle peut, dépendant des points de vue, mener au choix d'à peu près n'importe quel scénario.**

Dans ce qui suit, nous recommandons une interprétation sur le traitement à donner à chacun des quatre critères de sélection.

### **3.1. Réduction des émissions de GES**

Le Distributeur vise à privilégier les scénarios offrant une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) qui soit supérieure, sans vraiment définir ou quantifier une telle supériorité<sup>11</sup>.

Il ajoute toutefois que l'un des objectifs recherchés du projet est de réduire de « façon significative » ces émissions, afin d'atteindre les cibles ambitieuses d'Hydro-Québec<sup>12</sup>.

Le Distributeur a préparé le tableau suivant qui présente son évaluation des émissions directes de GES en phase d'exploitation pour chacun des 17 scénarios considérés<sup>13</sup>.

---

<sup>10</sup> B-0204, pages 7 et 8, section 2.1.

<sup>11</sup> B-0204, page 7, lignes 13 et 14.

<sup>12</sup> B-0204, page 8, lignes 14 à 18.

<sup>13</sup> B-0204, page 20, tableau 1, avec notre emphase en orangé.



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

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

À partir de ce tableau, nous sommes d'avis, à l'instar du Distributeur<sup>14</sup>, que seuls les scénarios affichant un écart par rapport au statu quo de 85 % ou plus réduisent de « façon significative » les émissions de GES.

**Par conséquent, nous recommandons à la Régie de prendre acte que les huit scénarios S-1, S-5 et S-7 à S-12 ne rencontrent pas le critère de réduction significative des émissions de GES et, sur cette base, ne devraient pas être retenus.**

### 3.2. Acceptabilité sociale et environnementale

Le Distributeur vise à privilégier les scénarios démontrant un niveau d'acceptabilité marqué de la part de la communauté<sup>15</sup>.

Le Distributeur cite le gouvernement en indiquant<sup>16</sup> :

*« Selon le gouvernement, l'acceptabilité sociale d'un projet se définit comme le résultat d'une opinion collective sur le sujet. L'acceptabilité*

<sup>14</sup> B-0204, page 20, lignes 4 à 8.

<sup>15</sup> B-0204, page 7, lignes 15 et 16.

<sup>16</sup> B-0204, page 8, lignes 27 à 29.

sociale ne se quantifie pas, elle se décrit [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Afin de valider l'acceptabilité sociale, le Distributeur fait état<sup>17</sup> :

- d'une consultation menée à l'automne 2020 auprès de la population des IDLM et des intervenants du milieu;
- d'une consultation en ligne, en plus d'un sondage téléphonique mené par une firme externe auprès des citoyens des IDLM;
- d'une série d'échanges avec des parties prenantes ciblées du milieu (élus, organismes environnementaux, experts techniques et autres acteurs du milieu) et des organismes environnementaux nationaux qui s'est poursuivie à l'automne 2020;
- de rencontres dans le milieu en septembre 2021, pour annoncer la solution privilégiée par Hydro-Québec, et en novembre 2021, dans le cadre du projet de raccordement des IDLM.

Le Distributeur indique que les résultats de cette consultation ont permis de rejeter certains scénarios pour lesquels le niveau de favorabilité mesuré aurait été jugé trop faible, sans toutefois spécifier lesquels<sup>18</sup>.

Par contre, le Distributeur fournit le tableau suivant qui résume notamment son évaluation d'une mesure de l'acceptabilité sociale à l'avant-dernière colonne<sup>19</sup>.

---

<sup>17</sup> B-0204, pages 9, 20, 21 et 22; B-0248, page 20, réponse 4.2; et B-0253, pages 8 et 9, réponses 4.1 et 4.2.

<sup>18</sup> B-0204, page 9, lignes 13 et 14.

<sup>19</sup> B-0204, page 26, tableau 3, avec notre emphase en orangé.

**TABLEAU 3 :**  
**COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES**

| Scénarios                                       | Économique<br>p/r au statu quo | Réduction de GES<br>p/r au statu quo | Acceptabilité<br>sociale | Fiabilité<br>d'approvision-<br>nement |
|---|--------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|---------------------------------------|
| S1 - Statu quo                                  | -                              | -                                    | -                        |                                       |
| S2 - Raccordement (Percé)                       | -106 M\$                       | -97,5%                               | 76%                      |                                       |
| S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP        | -302 M\$                       | -94,5%                               | 76%                      |                                       |
| S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse)             | 3 M\$                          | -85,7%                               | 76%                      |                                       |
| S5 - Conversion GNL                             | -171 M\$                       | -32,5%                               | 28%                      |                                       |
| S6 - Conversion GNL-R                           | -279 M\$                       | -92,0%                               | 31%                      |                                       |
| S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel                 | -273 M\$                       | -11,8%                               | 59%                      |                                       |
| S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel                 | -514 M\$                       | -35,0%                               | 59%                      |                                       |
| S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel       | -239 M\$                       | -53,9%                               | 59%                      |                                       |
| S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel      | -31 M\$                        | -72,0%                               | 59%                      |                                       |
| S11 - Solaire 10 MW + diesel                    | -39 M\$                        | 11,9%                                | 43%                      |                                       |
| S12 - Solaire 20 MW + diesel                    | -36 M\$                        | 8,7%                                 | 43%                      |                                       |
| S13 - Biomasse (3 chaudières)                   | 429 M\$                        | -99,6%                               | 26%                      |                                       |
| S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel          | 99 M\$                         | -97,6%                               | 26%                      |                                       |
| S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)                 | -496 M\$                       | -94,0%                               | 31%-59%                  |                                       |
| S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)                 | -585 M\$                       | -95,4%                               | 31%-59%                  |                                       |
| S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW | -485 M\$                       | -94,3%                               | 31%-59%                  |                                       |

## Notes :

Critère économique : écarts par rapport au *statu quo* en M\$ actualisés 2021 selon la médiane, à l'exception des scénarios S-2 et S-5 pour lesquels les écarts à l'estimation sont présentés, puisque les médianes n'ont pas été évaluées (voir la section 3.3.4).

Critère de réduction des émissions de GES : écarts par rapport au *statu quo*.

Critère acceptabilité sociale : niveaux de favorabilité mesurés lors de la consultation (voir la section 3.3.2). Pour les scénarios GNL-R (scénarios S-6, S-15, S-16 et S-17), niveau de favorabilité mesuré pour les combustibles carboneutres. Pour les combinaisons de filières, fourchette des niveaux de favorabilité présentée, soit le plus faible et le plus élevé obtenus par filière.

À partir de ce tableau, nous sommes d'avis que seuls les scénarios affichant un écart par rapport au statu quo de 50 % ou plus sont acceptables socialement.

**Par conséquent, nous recommandons à la Régie de prendre acte que les sept scénarios S-1, S-5, S-6, S-11 à S-14 ne rencontrent pas le critère d'acceptabilité sociale et, sur cette base, ne devraient pas être retenus.**

Pour ce qui est de l'évaluation environnementale, le Distributeur indique qu'elle a été faite sommairement et présentée à la population lors de la consultation de 2020. Certaines contraintes environnementales ont par ailleurs été considérées

dans l'élaboration des scénarios, notamment dans le choix des sites potentiels pour l'implantation d'éoliennes ou d'un parc solaire<sup>20</sup>.

### 3.3. Fiabilité de l'approvisionnement

Le Distributeur indique que les concepts à analyser sont choisis de façon à atteindre le niveau de fiabilité de l'approvisionnement minimal requis<sup>21</sup>. De plus, le Distributeur précise que, comme l'ensemble des scénarios analysés ont été dimensionnés de façon à respecter le critère de fiabilité, la fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été un facteur déterminant pour la conclusion de l'analyse<sup>22</sup>.

D'entrée de jeu, nous sommes d'avis que le critère de fiabilité de l'approvisionnement en est un qui doit être respecté sans plus. Il n'y a donc pas d'avantage à être plus fiable que le critère à moins que le Distributeur puisse quantifier le gain associé à une meilleure fiabilité, ce qu'il n'a pas fait.

Le Distributeur décrit ainsi le critère de fiabilité qu'il utilise et qu'il a dû adapter puisqu'il ne tenait pas compte de la contribution des sources d'énergie variable<sup>23</sup> :

*« Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, l'ensemble des scénarios analysés prévoit une certaine redondance selon le principe du critère de fiabilité des réseaux autonomes approuvé par la Régie [note de bas de page omise], évaluant la puissance garantie à partir de la formule (N-1) X 90 %. Ainsi, la puissance garantie, qui doit suffire pour combler les pointes projetées sur la période de l'analyse*

---

<sup>20</sup> B-0204, page 9, lignes 15 à 18.

<sup>21</sup> B-0204, page 7, lignes 17 et 18.

<sup>22</sup> B-0204, page 22, lignes 5 à 7; certaines problématiques sont toutefois soulevées pour les scénarios S-7, S-11, S-12, S-15 et S-17 : B-0253, pages 26 et 27, réponse 13.3.

<sup>23</sup> B-0204, page 9, lignes 19 à 33. De plus, la Régie est d'avis qu'il n'est pas pertinent d'appliquer des méthodes de simulation probabiliste, comme celles utilisées en réseau intégré, à des scénarios établis de façon paramétrique, tel que proposé par l'AHQ-ARQ : A-0109, page 15, paragraphe 49.

*(2021-2067), correspond à 90 % de la puissance combinée des unités de production, en considérant indisponible l'unité la plus puissante. Le critère de fiabilité actuel n'inclut toutefois pas de contribution des sources d'énergie variables. Une contribution en puissance a toutefois été considérée pour les scénarios intégrant des éoliennes dans le cadre de l'analyse, tel que décrit à la section 3.1.*

*De plus, bien que quelques scénarios analysés présenteraient certains risques opérationnels supérieurs au statu quo (par exemple, les scénarios à forte pénétration en énergie renouvelable nécessitant des arrêts complets de la centrale thermique), l'ensemble des technologies envisagées sont considérées comme étant matures, soit des technologies à un stade commercial et déjà déployées dans des projets similaires ou de même nature. » (Nous soulignons)*

Le tableau 3 du Distributeur, reproduit plus haut, indique, à sa dernière colonne, que les scénarios analysés ne rendent pas tous le même service en termes de fiabilité de l'approvisionnement. Selon ce tableau, il y aurait deux degrés différents de fiabilité, un principe sur lequel nous ne sommes pas d'accord, tel que mentionné ci-dessus.

**Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas retenir deux degrés différents de fiabilité pour les scénarios et de prendre acte que tous les 17 scénarios rencontrent le critère de fiabilité d'approvisionnement.**

#### **3.4. Réduction des coûts d'approvisionnement**

Le Distributeur indique que les scénarios doivent minimalement permettre de réduire les coûts de l'approvisionnement par rapport au statu quo (sur une

période d'analyse de 2021 à 2067)<sup>24</sup>. Il indique par ailleurs que la rentabilité d'un projet se traduit par rapport à une réduction des coûts d'approvisionnement<sup>25</sup>.

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

**Par conséquent, nous recommandons à la Régie de retenir comme critère de réduction des coûts d'approvisionnement que le scénario retenu devrait être celui qui, parmi ceux qui respectent les trois autres critères, permette de réduire le plus les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo.**

Pour chacun des 17 scénarios analysés, le Distributeur a évalué les coûts d'investissements et l'ensemble des charges d'exploitation et de maintenance pour la période de 2021 à 2067. Il a aussi effectué une analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte Carlo. Dans la section qui suit, nous procédons à l'examen de ces scénarios.

---

<sup>24</sup> B-0204, page 8, lignes 1 à 3.

<sup>25</sup> B-0248, page 4, réponse 1.1.

## 4. Scénarios analysés et retenus

Le Distributeur a analysé 17 scénarios et les résultats en termes de coûts sont résumés au tableau suivant<sup>26</sup> :

**TABLEAU R-3.1 :**  
**VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M\$ ACTUALISÉS 2020,**  
**INCLUANT LE SCÉNARIO S-2 – RÉVISÉ**

| Coûts ventilés (médianes)<br>M\$ actualisés 2021 | S16<br>GNL-R<br>+Éolien<br>26,8 MW | S8<br>Éolien<br>26,8 MW<br>+diésel | S15<br>GNL-R<br>+Éolien<br>13,4 MW | S17<br>GNL-R<br>+Éolien<br>13,4 MW+<br>Sol 10 MW | S3<br>Raccord<br>(Percé) +<br>centrale<br>GDP | S6<br>GNL-R | S7<br>Éolien<br>13,4 MW<br>+diésel | S9<br>Éolien<br>en mer<br>36 MW | S2<br>Raccord<br>(Percé) | S11<br>Solaire 10<br>MW | S12<br>Solaire 20<br>MW | S10<br>Éolien<br>en mer<br>60 MW | S1<br>Statu quo | S4<br>Raccord<br>Nouvelle-<br>Écosse | S14<br>Biomasse<br>70 MW<br>+diésel | S13<br>Biomasse<br>105 MW |
|--|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|---|-------------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|-----------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|
| Entretien  | 354                                | 358                                | 368                                | 368  | 245   | 376         | 375                                | 347                             | 242                      | 394                     | 393                     | 333                              | 382             | 259                                  | 217                                 | 83                        |
| Exploitation                                     | 275                                | 134                                | 293                                | 301  | 96  | 321         | 117                                | 219                             | 96                       | 105                     | 113                     | 300                              | 96              | 261                                  | 466                                 | 629                       |
| Exploitation - Carburant                         | 705                                | 877                                | 860                                | 817  | 329   | 1 083       | 1 115                              | 666                             | 270                      | 1 368                   | 1 334                   | 466                              | 1 250           | 468                                  | 1 126                               | 1 112                     |
| Exploitation - GES                               | 25                                 | 235                                | 25                                 | 25   | 28  | 28          | 311                                | 175                             | 28                       | 387                     | 377                     | 110                              | 349             | 38                                   | 20                                  | 20                        |
| Achats énergie éolienne                          | 112                                | 112                                | 111                                | 111  | 116   | 114         | 112                                | 113                             | 116                      | 111                     | 112                     | 113                              | 112             | 117                                  | 111                                 | 112                       |
| Achats élect. Réseau                             | 0                                  | 0                                  | 0                                  | 0  | 323   | 0           | 0                                  | 0                               | 459                      | 0                       | 0                       | 0                                | 0               | 309                                  | 0                                   | 0                         |
| Taxe services publics                            | 23                                 | 18                                 | 19                                 | 21   | 67  | 18          | 15                                 | 33                              | 68                       | 12                      | 14                      | 45                               | 9               | 61                                   | 41                                  | 56                        |
| PUEÉ   | 71                                 | 71                                 | 71                                 | 71   | 71  | 71          | 71                                 | 72                              | 71                       | 71                      | 71                      | 72                               | 260             | 71                                   | 71                                  | 71                        |
| Croissance                                       | 477                                | 238                                | 376                                | 423  | 1 059   | 315         | 145                                | 786                             | 1 055                    | 44                      | 86                      | 1 267                            | 0               | 1 078                                | 704                                 | 1 056                     |
| Pérennité  | 145                                | 242                                | 144                                | 144  | 106   | 149         | 253                                | 218                             | 105                      | 235                     | 234                     | 140                              | 213             | 105                                  | 85                                  | 25                        |
| Valeur résiduelles                               | -37                                | -64                                | -30                                | -33  | -9  | -21         | -53                                | -134                            | -9                       | -33                     | -37                     | -142                             | -34             | -30                                  | -8                                  | -2                        |
| Revenus additionnels                             | -96                                | -96                                | -96                                | -96  | -96   | -96         | -96                                | -98                             | -96                      | -96                     | -96                     | -97                              | 0               | -97                                  | -96                                 | -97                       |
| Total  | 2 053                              | 2 124                              | 2 142                              | 2 153  | 2 335   | 2 359       | 2 364                              | 2 399                           | 2 404                    | 2 598                   | 2 601                   | 2 607                            | 2 638           | 2 640                                | 2 737                               | 3 066                     |

Nous avons préparé le tableau suivant afin de résumer les coûts et montrer le respect des critères de sélection selon nos recommandations du chapitre précédent. Ce tableau montre les scénarios en ordre croissant du coût total de la médiane par rapport au statu quo.

<sup>26</sup> B-0260, page 13, tableau R-3.1.

**Tableau AHQ-ARQ-1**  
**Comparaison des 17 scénarios selon les quatre critères et nos recommandations**

| Scénario                               | Économique<br>p/r statu quo<br>(M\$) (1) | Réduction GES | Acceptabilité | Fiabilité | GLOBAL |
|--|--|---------------|---------------|-----------|--------|
| S-16 - GNL-R + Éol 26,8 MW             | -585                                     | OUI           | OUI           | OUI       | OUI    |
| S-8 - Éol 26,8 MW + diésel             | -514                                     |               | OUI           | OUI       |        |
| S-15 - GNL-R + Éol 13,4 MW             | -496                                     | OUI           | OUI           | OUI       | OUI    |
| S-17 - GNL-R + Éol 13,4 MW + Sol 10 MW | -485                                     | OUI           | OUI           | OUI       | OUI    |
| S-3 - Raccord. (Percé) + centrale GDP  | -302                                     | OUI           | OUI           | OUI       | OUI    |
| S-6 - GNL-R                            | -279                                     | OUI           |               | OUI       |        |
| S-7 - Éol 13,4 MW + diésel             | -273                                     |               | OUI           | OUI       |        |
| S-9 - Éolien en mer 36 MW              | -239                                     |               | OUI           | OUI       |        |
| S-2 - Raccord. (Percé)                 | -234                                     | OUI           | OUI           | OUI       | OUI    |
| S-5 - Conversion GNL                   | -171                                     |               |               | OUI       |        |
| S-11 - Solaire 10 MW                   | -39                                      |               |               | OUI       |        |
| S-12 - Solaire 20 MW                   | -36                                      |               |               | OUI       |        |
| S-10 - Éolien en mer 60 MW             | -31                                      |               | OUI           | OUI       |        |
| S-1 - Statu quo                        |  |               |               | OUI       |        |
| S-4 - Raccord. (Nouvelle-Écosse)       | 3  | OUI           | OUI           | OUI       | OUI    |
| S-14 - Biomasse 70 MW + diésel         | 99                                       | OUI           |               | OUI       |        |
| S-13 - Biomasse 105 MW                 | 429                                      | OUI           |               | OUI       |        |

(1) B-0260, p. 13, tableau R-3.1; et pour S-3: B-0259, p. 10, tableau R-3.2.1

On peut constater de ce tableau que seuls les six scénarios S-16, S-15, S-17, S-3, S-2 et S-4 rencontrent les trois premiers critères de sélection et que, parmi ceux-ci, le scénario S-16 est nettement le moins coûteux.

Le tableau qui suit reprend les six scénarios qui rencontrent nos critères en les comparant avec ceux que le Distributeur a retenus :



## Tableau AHQ-ARQ-2

## Scénarios retenus et privilégiés par HQD et par nous

| Scénario                              | Économique<br>p/r statu quo<br>(M\$)<br>(1) | Retenu<br>HQD<br>(2) | Retenu<br>Nous | Priviliégié<br>HQD<br>(3) | Priviliégié<br>Nous |
|---------------------------------------|---|----------------------|----------------|---------------------------|---------------------|
| S16 - GNL-R + Éol 26,8 MW             | -585  |                      | OUI            |                           | OUI                 |
| S15 - GNL-R + Éol 13,4 MW             | -496  | OUI                  | OUI            |                           |                     |
| S17 - GNL-R + Éol 13,4 MW + Sol 10 MW | -485  |                      | OUI            |                           |                     |
| S3 - Raccord. (Percé) + centrale GDP  | -302  | OUI                  | OUI            | OUI                       |                     |
| S6 - GNL-R                            | -279  | OUI                  |                |                           |                     |
| S2 - Raccord. (Percé)                 | -234  |                      | OUI            |                           |                     |
| S4 - Raccord. (Nouvelle-Écosse)       | 3   |                      | OUI            |                           |                     |
| (1) Tableau AHQ-ARQ-1                 |   |                      |                |                           |                     |
| (2) B-0204, pp. 26-27, section 4.2    |   |                      |                |                           |                     |
| (3) B-0204, p. 33                     |   |                      |                |                           |                     |

À première vue, il apparaît étonnant que le Distributeur n'ait pas retenu les scénarios S-16 et S-17 qui sont de loin les moins coûteux et qui rencontrent tous les critères de sélection.

Le Distributeur privilégie le scénario S-3 qui représente un coût de plus de 300 M\$ que le scénario S-16 que nous privilégions.

Le Distributeur demande à la Régie de confirmer la justesse de la démarche entreprise à ce jour permettant d'identifier la solution privilégiée de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe, celle-ci devant être complétée à l'issue de l'avant-projet.

**Nous recommandons à la Régie de ne pas confirmer la justesse de la démarche entreprise à ce jour par le Distributeur permettant d'identifier la solution privilégiée de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe.**

**Nous recommandons plutôt à la Régie d'identifier le scénario S-16 (Centrale au GNL-R avec ajout de quatre éoliennes) comme solution privilégiée.**

**Subsidiairement, si Hydro-Québec voulait maintenir son choix, nous recommandons à la Régie d'aviser le Distributeur qu'elle ne reconnaîtra que le coût de la solution la moins coûteuse qui rencontre tous les critères, soit le scénario S-16<sup>27</sup>.**

---

<sup>27</sup> À l'instar, par exemple, de ce qu'Hydro-Québec demande dans le dossier R-4188-2021, B-0004, pages 12 et 13, section 4.2.

## 5. Incertitudes additionnelles sur les scénarios analysés

Afin de tenir compte de certaines incertitudes dans l'évaluation des coûts de chacun des scénarios, le Distributeur a procédé à des simulations Monte Carlo pour montrer les fourchettes de vraisemblance des résultats<sup>28</sup>.

Toutefois, certaines hypothèses formulées par le Distributeur peuvent avoir pour effet d'avantager ou de handicaper certains scénarios.

Notamment, nous avons relevé les incertitudes additionnelles ou biais suivants :

- À la suite de demandes de renseignements de l'AHQ-ARQ et de la FCEI, le Distributeur reconnaît qu'il a surestimé le prix d'achat de l'électricité pour le scénario S-3 et il a fourni une étude additionnelle démontrant que l'écart entre les scénarios S-1 et S-3 est réduit mais demeure favorable pour le scénario S-3<sup>29</sup>.
- Le Distributeur suppose une indisponibilité de seulement 2 % du temps pour les câbles des scénarios S-2 et S-3 (le scénario privilégié par le Distributeur). Le Distributeur n'a pu fournir des statistiques provenant de balisages de performances de câbles comparables. Nous sommes d'avis qu'un tel pourcentage peut être optimiste, surtout en période de rodage, ne serait-ce que sur la base de comparaison avec d'autres interconnexions, non sous-marines, d'Hydro-Québec<sup>30</sup>.
- Le Distributeur n'a pas considéré de contraintes d'exploitation pour la centrale de Cap-aux-Meules (p. ex. délais de démarrage, nombre minimum d'heures de fonctionnement par utilisation, etc.). Cette hypothèse optimiste a pour effet de sous-estimer les évaluations de coûts

---

<sup>28</sup> B-0204, pages 10 et 22 à 24.

<sup>29</sup> B-0253, page 4, réponse 2.1 et B-0259, pages 9 et 10, réponse 3.2.1.

<sup>30</sup> B-0253, pages 12 et 13, réponses 8.1 et 8.2.

- de certains scénarios, dont ceux utilisant la centrale comme moyen de GDP<sup>31</sup> (S-3) ou en cas d'indisponibilité des câbles sous-marins<sup>32</sup> (S-2, S-3 et S-4).
- Le Distributeur indique que les scénarios de raccordement via la Gaspésie (S-2 et S-3) 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<sup>33</sup>.
  - Nous sommes d'avis que l'incertitude demeure importante sur les scénarios de câbles sous-marins (S-2, S-3 et S-4). En effet, les coûts de la solution de raccordement en provenance de la Gaspésie ont presque doublé en quelques mois, passant de 1 179 M\$ en juin 2020<sup>34</sup> à 2 335 pour le scénario S-3 en octobre 2021<sup>35</sup>. Rien n'assure qu'une telle tendance ne se poursuivra pas dans le cadre de l'avant-projet. De plus, le Distributeur n'a pu justifier que la précision des investissements pour le scénario sous-marin S-3 (une première pour Hydro-Québec) soit inférieure à la précision des investissements des scénarios éoliens S-7 et S-8 (technologie éprouvée) autrement que par une description du processus utilisé pour déterminer la précision retenue<sup>36</sup>. Il est important de noter que dans un cas récent Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), celui-ci prévoit dépasser ses coûts d'investissements de l'ordre de 26 % par rapport à l'évaluation de l'avant-

---

<sup>31</sup> B-0204, page 13, lignes 6 à 8; B-0253, pages 6 et 7, réponses 3.1, 3.3 et 3.4.

<sup>32</sup> B-0248, pages 40 et 41, réponse 6.5.

<sup>33</sup> B-0248, pages 26 et 27, réponse 5.4.1; B-0047, pages 42 et 43, réponse 12.6; et B-0253, pages 10 et 11, réponses 6.1 et 6.2.

<sup>34</sup> B-0076, page 5, tableau 1.

<sup>35</sup> B-0204, page 25, tableau 2; voir aussi B-0204, pages 13 et 14, B-0088 et B-0099, pages 3 et 4.

<sup>36</sup> B-0253, page 4, réponse 2.2.

projet et ce, pour un projet qui ne comporte pas les inconnues sous-marines qui pourraient se présenter dans le cas présent<sup>37</sup>.

- Aucune contribution en puissance n'a été prise en compte pour les scénarios incluant le solaire<sup>38</sup>, ce qui constitue une hypothèse pessimiste dans le cas des scénarios S-11, S-12 et S-17. En effet, même si la nature de cette filière fait en sorte que le Distributeur ne peut pas compter sur sa contribution lors de toutes les pointes, il peut quand même y avoir une contribution en certains moments, ce qu'une simulation appropriée pourrait permettre d'évaluer<sup>39</sup>.

**En conclusion de ce chapitre, nous recommandons à la Régie de prendre acte que certaines incertitudes non prises en compte dans les analyses du Distributeur pourraient affecter certains scénarios. Notamment, nous sommes d'avis que les coûts des scénarios de câbles sous-marins sont sous-estimés alors que les coûts des scénarios incluant du solaire sont surestimés, toutes autres choses étant égales par ailleurs.**

---

<sup>37</sup> R-4167-2021, C-AHQ-ARQ-0013, pages 7 à 9.

<sup>38</sup> B-0204, page 11, lignes 29 à 32; et B-0248, pages 10 et 11, réponse 2.6.

<sup>39</sup> Voir notamment B-0253, pages 27 à 29, réponses 13.5 et 13.6.

## 6. Conclusions et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble de la preuve déposée dans le cadre de la phase 2 du présent dossier et nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie.

Tout d'abord, nous démontrons que la stratégie privilégiée par le Distributeur, soit de raccorder les Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré par un câble sous-marin à partir de la Gaspésie et maintenir en réserve la centrale thermique actuelle de Cap-aux-Meules n'est pas la meilleure solution et nous recommandons à la Régie de ne pas l'approuver.

De façon plus spécifique, les recommandations de notre rapport d'expertise sont reproduites ici :

1. Nous recommandons à la Régie de prendre acte que les huit scénarios S-1, S-5 et S-7 à S-12 ne rencontrent pas le critère de réduction significative des émissions de GES et, sur cette base, ne devraient pas être retenus.
2. Nous recommandons à la Régie de prendre acte que les sept scénarios S-1, S-5, S-6, S-11 à S-14 ne rencontrent pas le critère d'acceptabilité sociale et, sur cette base, ne devraient pas être retenus.
3. Nous recommandons à la Régie de ne pas retenir deux degrés différents de fiabilité pour les scénarios et de prendre acte que tous les 17 scénarios rencontrent le critère de fiabilité d'approvisionnement.
4. Nous recommandons à la Régie de retenir comme critère de réduction des coûts d'approvisionnement que le scénario retenu devrait être celui qui, parmi ceux qui respectent les trois autres critères, permette de réduire le plus les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo.

5. Nous recommandons à la Régie de ne pas confirmer la justesse de la démarche entreprise à ce jour par le Distributeur permettant d'identifier la solution privilégiée de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe. Nous recommandons plutôt à la Régie d'identifier le scénario S-16 (Centrale au GNL-R avec ajout de quatre éoliennes) comme solution privilégiée.

Subsidiairement, si Hydro-Québec voulait maintenir son choix, nous recommandons à la Régie d'aviser le Distributeur qu'elle ne reconnaîtra que le coût de la solution la moins coûteuse qui rencontre tous les critères, soit le scénario S-16.

6. Nous recommandons à la Régie de prendre acte que certaines incertitudes non prises en compte dans les analyses du Distributeur pourraient affecter certains scénarios. Notamment, nous sommes d'avis que les coûts des scénarios de câbles sous-marins sont sous-estimés alors que les coûts des scénarios incluant du solaire sont surestimés, toutes autres choses étant égales par ailleurs.