

No : R-4110-2019, phase 2

Hydro-Québec Distribution

(ci-après le «Distributeur»)

Demandeur

et

**Groupe de recommandations et d'actions  
pour un meilleur environnement**

(ci-après «GRAME»)

Intervenant

---

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur /  
Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables*  
**Argumentation du GRAME**

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

### **Contexte**

1. Lors de la *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026* du Distributeur, un plan de conversion des réseaux autonomes a été présenté à la Régie, incluant les démarches entreprises pour la conversion du réseau des IDLM :

#### **« 3.3 PLAN DE CONVERSION**

[277] Dans le but de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale, le Distributeur indique qu'il vise la conversion, totale ou partielle, de l'ensemble des réseaux à d'autres sources d'énergie, d'ici 2020. Pour ce faire, il mentionne avoir « mis en place un nouveau processus d'affaires en lançant des appels de propositions ». Il présente l'objectif de ce nouveau processus comme suit :

[...]

#### **3.3.1 RÉSEAU DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

[281] Le Distributeur mentionne avoir procédé, en octobre 2015, au lancement d'un appel de propositions visant un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW, dont la mise en service des installations est prévue à l'horizon 2020. En parallèle à cet appel de propositions, le Distributeur souligne avoir entamé deux autres processus (note 177) :

- D'une part, il a lancé, en 2016, une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré. Cet avant-projet vise à préciser le niveau des investissements pour relier deux circuits de câbles sous-marins à des postes convertisseurs, qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules. Cette première étape devrait être complétée à l'automne 2017.
- D'autre part, il entend lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet égard, une table d'échanges a été créée, regroupant des acteurs de la municipalité « afin de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo ». Ces échanges doivent s'échelonner jusqu'à la fin de l'année 2017.

[282] Au terme de ces démarches, devant être complétées à la fin de 2018, le Distributeur mentionne qu'« il retiendra la meilleure source d'alimentation électrique sur les plans économique, environnemental et sociétal » (note 178). En audience, il souligne que le projet éolien de 6 MW et les deux autres processus qu'il a entamés sont indépendants (note 179). »

R-3986-2016, [D-2017-140](#), par. 277, 281 et 282

2. Dans la décision D-2017-140, la Régie a approuvé les orientations du Distributeur relatives à la conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables ;

« [305] Dans le présent dossier, le Distributeur présente à la Régie un plan d'action afin de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale dans les réseaux autonomes. Il prévoit la conversion totale ou partielle des différents réseaux d'ici 2020. Il indique que les projets devront répondre aux orientations suivantes, soit être (note 198) :

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

[...]

[310] Pour les motifs qui précèdent, la Régie approuve le plan d'action du Distributeur et ses orientations relativement à la conversion des réseaux autonomes. Elle ordonne au Distributeur de déposer un suivi détaillé de son évolution dans le cadre des prochains états d'avancement du Plan. »

R-3986-2016, [D-2017-140](#), par. 305 et 310

3. La présente demande porte spécifiquement sur la Stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables ;

4. Dans la décision D-2022-043 rendue dans le cadre du présent dossier, la Régie a déterminé le cadre d'analyse de cette demande :

« [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. »

R-4110-2019, [D-2022-043](#), p. 13, par. 40 (notre souligné)

5. Comme organisme à vocation environnementale, le GRAME a un intérêt ciblé au présent dossier pour la conversion du réseau autonome des IDLM, présentement alimenté par la centrale thermique de Cap-aux-Meules, ainsi que pour la conversion des systèmes de chauffage d'un combustible fossile vers l'électricité, le tout afin de contribuer à la réduction des émissions de GES ;

6. La preuve du GRAME déposée au présent dossier porte sur certains enjeux liés à des préoccupations environnementales dont les conclusions devraient permettre à la Régie de se prononcer sur la demande du Distributeur d'approuver la stratégie d'approvisionnement pour le réseau des IDLM, actuellement alimenté par la centrale de Cap-aux-Meules, tout en le guidant pour les étapes ultérieures qui devraient le mener à une demande d'approbation d'un projet de conversion des IDLM ;

7. La présente argumentation porte sur les recommandations du GRAME en lien avec ces enjeux, soit (I) le remplacement des systèmes de chauffage au mazout et le PUEÉ, (II) la hausse du prix des droits d'émission de GES, (III) la solution privilégiée par le Distributeur (coûts du carburant et pérennité de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules), (IV) le choix des scénarios d'approvisionnement selon le cycle de vie, en regard des émissions de GES et (V) la transition énergétique ;

### **I. Remplacement des systèmes de chauffage au mazout et PUEÉ**

8. Dans la décision procédurale D-2022-043 rendue au présent dossier, la Régie énonçait la pertinence de traiter de certains enjeux liés à la stratégie retenue par le Distributeur pour la conversion du réseau des IDLM:

« [51] Par ailleurs, la Régie juge pertinent d'analyser les autres aspects de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur aux Îles-de-la-Madeleine, incluant les enjeux liés au remplacement des systèmes de chauffage au mazout, au PUEÉ et aux interventions en efficacité énergétique envisagées. »

[D-2022-043](#), p. 16, par. 51

9. En ce qui concerne le remplacement des équipements de chauffage, le GRAME recommande, dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement des IDLM envisagée par le Distributeur, d'accélérer la conversion des équipements de chauffage fonctionnant au mazout vers l'électricité, particulièrement les équipements de chauffage en fin de vie utile ;

[C-GRAME-0027](#), p. 4 à 11

10. À l'appui de cette recommandation, le GRAME soumet que l'installation d'un appareil de chauffage fonctionnant en tout ou en partie grâce à l'énergie fossile et visant à remplacer un appareil de chauffage au mazout dans un bâtiment résidentiel sera interdite à compter du 31 décembre 2023 :

«6. À compter du 31 décembre 2023, il est interdit, dans un bâtiment résidentiel existant, d'installer ou de faire installer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout.

Il est également interdit, dans un bâtiment résidentiel existant et à compter de cette même date, d'installer ou de faire installer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au moyen d'un combustible fossile si cet appareil a pour but de remplacer un appareil fonctionnant en tout ou en partie au mazout.

[Règlement sur les appareils de chauffage au mazout](#), art. 6

11. De plus, dans un bâtiment résidentiel existant, certaines réparations de chaudières, générateurs d'air chaud et chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout, seront interdites, en fonction de la date d'installation de l'appareil, à compter du 31 décembre 2023 :

« 7. Il est interdit, à compter du 31 décembre 2023, de réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant et qu'il y a été installé :

1° dans le cas d'une chaudière ou d'un générateur d'air chaud, plus de 20 ans auparavant;

2° dans le cas d'un chauffe-eau, plus de 10 ans auparavant.

Pour l'application du présent règlement, est une « réparation » tout travail effectué sur un appareil visé au premier alinéa pour le remettre en bon état à l'exception :

1° d'un entretien visé à l'annexe L de la version la plus récente de la norme CSA B139, « Code d'installation des appareils de combustion au mazout », publiée par le groupe CSA;

2° d'une réparation ou d'un remplacement d'un moteur de l'appareil ou d'une composante mobile actionnée par ce moteur;

3° d'une réparation ou d'un remplacement d'une composante électronique ou électrique liée aux contrôles de fonctionnement et de sécurité de l'appareil.

Malgré le paragraphe 1° du deuxième alinéa, la réparation ou le remplacement de la chambre de combustion ou de l'échangeur de chaleur d'un appareil sont interdits. »

[Règlement sur les appareils de chauffage au mazout](#), art. 7

12. Le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* prévoit que ces dispositions s'appliquent aux bâtiments résidentiels raccordés au réseau de distribution d'électricité de HQD, à l'exception des bâtiments résidentiels raccordés à un réseau autonome :

« SECTION II INTERDICTIONS

4. Les dispositions de la présente section s'appliquent, dans la mesure qui y est prévue, à tout bâtiment résidentiel raccordé soit à un réseau municipal ou privé d'électricité régi par la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41), au réseau de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville régie par la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (1986, chapitre 21) ou au réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, à l'exception des bâtiments résidentiels raccordés à un réseau autonome de distribution d'électricité de cette dernière. »

[Règlement sur les appareils de chauffage au mazout](#), art. 4

13. Ainsi, dans la mesure où un scénario permettant le raccordement du réseau des IDLM par câbles sous-marins au réseau intégré du Distributeur était retenu (S-2 ou S-3), le GRAME soumet que les bâtiments résidentiels des IDLM seront raccordés au réseau de distribution d'électricité d'HQD et que les interdictions prévues au *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* s'appliqueront à compter de la mise en service projetée, prévue pour 2027 ;

[B-0204](#), p. 12-13

14. En réponse à une demande de renseignements du GRAME visant à connaître la position du Distributeur sur la possibilité d'accélérer la conversion des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité, ce dernier énonce que cette proposition ne serait pas rentable d'un point de vue économique ;

[B-0260](#), RDDR 1.4

15. Le Distributeur indique toutefois qu'il accompagnera les clients dans la conversion des appareils de chauffage en fin de vie utile ou présentant des besoins de rénovations majeures, et encouragera l'implantation de mesures en efficacité énergétique ;

[B-0260](#), RDDR 1.4

16. Bien que le GRAME indique être satisfait de cette intention, pour des considérations environnementales, il maintient sa recommandation d'accélérer la conversion des appareils de chauffage en fin de vie utile alimentés au mazout, notamment en raison des dispositions du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* qui s'appliqueront au réseau des IDLM lorsqu'il sera raccordé au réseau intégré du Distributeur, selon notre interprétation de l'article 4 dudit Règlement ;

17. Le GRAME recommande également au Distributeur de mettre en place une campagne de sensibilisation envers la clientèle résidentielle aux problématiques pouvant survenir en période hivernale lors d'un bris de service, notamment à l'égard des délais requis pour la mise à niveau de l'alimentation électrique pour les besoins de chauffage ;

[C-GRAME-0027](#), p. 11

18. En ce qui concerne le PUEÉ, le Distributeur énonce, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, que ce programme prendra fin suite à la conversion des systèmes de chauffage au tout à l'électricité:

« [...]

PUEÉ : Coûts associés au programme d'utilisation efficace de l'énergie. Pour tous les scénarios, sauf le statu quo, le programme prend fin au terme de la conversion des systèmes de chauffage au tout à l'électricité (TAÉ).

[...] »

[B-0248](#), p. 23, R. 5.1

19. Le GRAME soumet que dans la mesure où un scénario permettant le raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré était retenu (S-2 ou S-3), le Distributeur devra ajuster son Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) en fonction des dispositions du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* qui s'appliqueront aux bâtiments résidentiels des IDLM à compter du raccordement ;

## **II. Hausse du prix des droits d'émission de GES**

20. Le Distributeur répartit les coûts associés aux émissions de GES selon le seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. CO<sub>2</sub> par année, prévu au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* :

« Le calcul des émissions présenté en référence (iv) est lié à la combustion de combustible fossile projetée pour chacun des scénarios, sans égard au seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. CO2 par année. Le seuil d'assujettissement a seulement un effet sur la répartition des coûts, comme illustré au tableau 2 de la pièce HQD-11, document 19. Les coûts associés aux émissions de GES tombant sous le seuil d'assujettissement sont comptabilisés sous la rubrique « Exploitation – Carburant », alors que les coûts associés aux émissions de GES pour les années au-dessus du seuil sont comptabilisés sous la rubrique « Exploitation – GES ».» (notre souligné)

[B-0248](#), p. 17, R. 3.5

21. Il présente la projection des coûts des combustibles et des GES utilisée pour son analyse économique au tableau 5.11 fourni en réponse à une demande de renseignements de la Régie;

[B-0248](#), p. 32, R. 5.11 (Tableau 5.11)

22. En ce qui concerne les GES, la projection est basée sur «le prix plancher du marché d'échange avec la Californie (en \$US), indexé annuellement à 5 % plus l'inflation» selon l'hypothèse que les termes actuels seront maintenus jusqu'en 2067 :

« [...]

GES : projection basée sur le prix plancher du marché d'échange avec la Californie (en \$US), indexé annuellement à 5 % plus l'inflation (hypothèse selon laquelle les termes actuels sont maintenus jusqu'en 2067).

[...] »

[B-0248](#), p. 33, R. 5.11

23. Le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* prévoit en effet un prix minimum, majoré de 5% par année et indexé selon l'indice moyen des prix à la consommation, pour les unités d'émission acquises par le biais d'une vente aux enchères :

« 49. La vente aux enchères d'unités d'émission s'effectue en un seul tour et par offres secrètes.

Sous réserve du dernier lot d'unités d'émission qui peut être de quantité inférieure, les unités d'émission sont mises aux enchères par lot de 1 000 unités d'émission d'un même millésime lorsque ces unités sont de millésimes d'années postérieures à l'année courante et par lot de 1 000 unités d'émission de millésimes variés dans le cas des unités de millésimes de l'année courante ou d'années antérieures vendues conformément à l'article 54.

Le prix minimum de ces unités d'émission est fixé:

1° pour toute vente aux enchères tenue au cours de l'année 2012, à 10 \$ par unité d'émission;

2° pour toute vente aux enchères tenue postérieurement à l'année 2012, au prix établi annuellement en utilisant le prix minimum établi pour l'année précédente, lequel est majoré de 5% et indexé de la manière prévue à l'article 83.3 de la Loi sur l'administration financière (chapitre A-6.001), conformément à l'équation suivante:

$$PM_t = PM_{(t-1)} \times (1 + 0,05 + Ti)$$

Où:

$PM_t$  = Prix minimum pour l'année;

$PM_{(t-1)}$  = Prix minimum établi pour l'année précédente;

$Ti$  = Taux d'indexation.

[...]»

[Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre](#), c. Q-2, r. 46.1, art. 49, al. 1, 2 et 3 (nos soulignés)

24. Tel qu'indiqué dans son rapport, le GRAME soumet que l'analyse économique des coûts relatifs aux droits d'émission de GES dans les scénarios retenus par le Distributeur devrait tenir compte d'un assujettissement possible à la tarification canadienne du carbone, afin de permettre une comparaison équitable des coûts reliés aux divers scénarios ;

[C-GRAME-0027](#), p. 11 à 15

25. Par ailleurs, tel qu'indiqué en réponse à une demande de renseignements du GRAME, le Distributeur n'est pas assujéti à la tarification canadienne sur le carbone, le Québec ayant son propre système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (le SPEDE) ;

[B-0260](#), R. 2.1

26. La *Loi visant à atténuer les changements climatiques par l'application pancanadienne de mécanismes de tarification à un large éventail de sources d'émissions de gaz à effet de serre et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois, ou Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, L.C. 2018, ch. 12, art. 186, prévoit toutefois dans son préambule :

« [...]

que la tarification des émissions de gaz à effet de serre est inspirée du principe du pollueur-payeur;

que certaines provinces sont à élaborer ou ont mis en œuvre des systèmes de tarification des émissions de gaz à effet de serre;



que l'absence de tarification des émissions de gaz à effet de serre dans certaines provinces et le manque de rigueur de certains systèmes provinciaux de tarification des émissions de gaz à effet de serre sont susceptibles de contribuer à causer des dommages sérieux à l'environnement, y compris à sa diversité biologique, ainsi qu'à la santé et à la sécurité humaines et à la prospérité économique;

qu'il est nécessaire de créer un régime fédéral de tarification des émissions de gaz à effet de serre afin de permettre l'application étendue d'une telle tarification au Canada, tout en tenant compte des systèmes provinciaux de tarification des gaz à effet de serre,

[...] »

[Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre](#), L.C. 2018, ch. 12, art. 186, préambule (nos soulignés)

27. Le système de tarification des émissions de GES provincial (SPEDE) doit donc être conforme aux normes nationales minimales afin de permettre au Québec de ne pas être assujéti au modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone :

« Depuis 2019, le gouvernement a fait en sorte qu'il n'est plus permis de polluer gratuitement en instaurant un prix minimal sur la pollution par le carbone commençant à 20 dollars par tonne en 2019, et augmentant de 10 dollars par tonne jusqu'à atteindre 50 dollars en 2022.

L'approche de tarification de la pollution par le carbone du gouvernement donne aux provinces et territoires la souplesse de mettre en place le type de système qui convient à leur situation, pour autant qu'il soit conforme aux normes nationales minimales de rigueur, soit les critères du « modèle ». »

[Le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone](#) (notre souligné)

28. Or, selon le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone, le prix de la pollution par le carbone devrait augmenter annuellement de 15\$ par tonne de 2023 à 2030, pour atteindre 170\$ la tonne en 2030 :

« Le gouvernement propose d'accroître le tarif sur le carbone de 15 \$ par année à partir de 2023 jusqu'à ce qu'il atteigne 170 \$ par tonne de pollution par le carbone en 2030. L'augmentation du tarif rendra les options plus propres plus abordables et découragera les investissements plus polluants. L'étalement du prix sur une plus longue période permettra aux entreprises et aux individus de bénéficier d'un environnement d'investissement plus prévisible ce qui fera croître le marché pour les solutions propres au Canada. »

[Un environnement sain et une économie saine](#), Le plan climatique renforcé du Canada pour créer des emplois et soutenir la population, les communautés et la planète, p. 29

29. Tel que démontré par le GRAME, le coût projeté des droits d'émission en vertu du SPEDE, sur lequel le Distributeur a basé son analyse économique, est très inférieur à celui prévu par la tarification canadienne sur le carbone ;

30. Considérant que la solution privilégiée par le Distributeur implique un raccordement avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en GDP à la pointe (S-3), le GRAME soumet que l'analyse économique à son soutien pourrait devoir être revue en fonction de l'harmonisation éventuelle du Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) avec la tarification canadienne sur le carbone qui prévoit un coût de 170\$ la tonne en 2030 ;

31. La Régie devrait donc porter une attention particulière aux coûts relatifs à une possible augmentation du prix des droits d'émission de GES dans le cadre de sa décision portant sur la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur pour les Îles-de-la-Madeleine ;

### **III. Solution privilégiée par le Distributeur (Scénario S-3)**

#### **3.1 Analyse économique comparative des scénarios S-2 et S-3 portant sur le coût du carburant**

32. Dans son rapport, le GRAME a présenté une analyse comparative entre les scénarios S-2 (Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)) et S-3 (Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe) portant sur le coût du carburant ;

[C-GRAME-0027](#), p. 16 à 20

33. Selon la preuve du Distributeur, les coûts de carburants sont de 270 M\$ act. 2021 pour le scénario S-2 et de 329 M\$ act. 2021 pour le scénario S-3 ;

[B-0260](#), R. 3.1

34. L'avantage économique du scénario S-3, en comparaison avec le scénario S-2, serait de 69 M\$ act. 2021 selon les résultats de la simulation Monte-Carlo;

[B-0260](#), R. 3.1

35. Selon le Distributeur, cet avantage économique du scénario S-3 par rapport au scénario S-2 découle du coût additionnel associé à la charge du réseau des IDLM sur son bilan en puissance :

«[...]»

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

du réseau intégré. L'analyse de ce scénario a démontré l'avantage économique de cette approche, en comparaison avec le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré.

[...]»

[B-0248](#), p. 10, R. 2.6

36. Or, tel qu'indiqué par le GRAME dans sa preuve, le prix du carburant diesel utilisé par le Distributeur est nettement sous-estimé comparativement à l'indicateur quotidien du coût d'acquisition (IQCA) publié par la Régie de l'énergie le 25 mai 2022 ;

C-GRAME-0028 (confidentiel), p. 18

[IQCA \(regie-energie.qc.ca\)](#), Carburant diesel – Les Îles-de-la-Madeleine

37. Ainsi, si le prix du carburant diesel devait se maintenir à la hausse dans les prochaines années, le scénario S-2 pourrait s'avérer plus avantageux que le scénario S-3 du point de vue économique, considérant qu'il implique l'utilisation de moins de carburant :

**« S-2 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)**

[...]

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

**S-3 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe**

Ce concept est identique au scénario S-2, à la différence de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la pointe (moyen de GDP) du réseau intégré afin d'alimenter la charge des IDLM. Pour les fins de l'analyse, le Distributeur considère que la centrale serait démarrée pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP, en sus de l'utilisation mentionnée au scénario S-2. »

[B-0204](#), p. 12 et 13 (notre souligné)

38. Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour les résultats de ses simulations en tenant compte de l'augmentation actuelle des coûts de carburants ;

39. Le GRAME recommande également à la Régie de demander au Distributeur de poursuivre ses analyses en incluant le scénario S-2 dans sa stratégie de conversion du réseau des IDLM, considérant notamment le fait que la seule différence entre les scénarios S-2 et S3 réside dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules et que d'autres options pour combler la GDP pourraient éventuellement être déployées ;

« [...] »

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

[B-0248](#), p. 11, R. 2.6 (nos soulignés)

### **3.2 Enjeu de pérennité de l'utilisation de la centrale en mode GDP (S-3)**

40. En réponse à une demande de renseignements du RTIEÉ, le Distributeur énonce que le remplacement (ou la réfection) des groupes diesel de la centrale de Cap-aux-Meules n'est pas prévu pour le scénario S-3, en se basant sur une hypothèse d'une fin de vie à 180 000 heures de fonctionnement ;

[B-0264](#), R. 4.10.2

41. Par ailleurs, le Distributeur précise qu'il a tenu compte, dans son analyse économique, des coûts de maintenance associée à l'utilisation des moteurs de la centrale de Cap-aux-Meules en mode GDP, et que ces coûts sont marginaux par rapport aux coûts du carburant ;

[B-0260](#), R. 3.12.1

42. Considérant ces informations, le GRAME conclut qu'une utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules à la pointe du réseau en mode GDP, selon le scénario S-3, ne crée pas de problématique accrue en termes de pérennité ;

## **IV. Choix des scénarios d'approvisionnement selon le cycle de vie des émissions de GES**

43. Le Distributeur a effectué une comparaison de 17 scénarios d'approvisionnement en se basant sur les quatre critères suivants : économique, réduction des GES, acceptabilité sociale et fiabilité d'approvisionnement ;

[B-0204](#), p. 26 (Tableau 3 : Comparaison des scénarios selon les quatre critères)

44. Sur la base des résultats de cette analyse, trois scénarios ont été retenus pour des analyses complémentaires, soit le scénario S-3 (raccordement via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale diesel comme moyen de GDP), S-6 (centrale alimentée au GNL-R) et S-15 (centrale alimentée au GNL-R jumelée à deux éoliennes) ;

[B-0204](#), p. 26-27

45. Le Distributeur a réalisé une estimation des émissions de GES en lien avec la construction et la pérennité des équipements pour les scénarios S-3, S-6 et S-15 ;

[B-0204](#), p. 29-30

46. Le GRAME soumet, à l'instar du Distributeur, que les scénarios S-6 (Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) et S-15 (Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes) comportent un risque de disponibilité du GNR, ce qui n'est pas le cas du scénario S-3 ;

«Dans le contexte d'une économie à faible empreinte carbone souhaitée par le gouvernement et d'une disponibilité limitée du gaz naturel renouvelable au Québec, le risque qu'une proportion non négligeable de ce combustible carboneutre soit accaparée pour la conversion énergétique du réseau des IDLM (risque no 5) demeure. [...]»

[B-0204](#), p. 30

47. En ce qui concerne l'analyse des autres scénarios, le GRAME a produit, en annexe de son rapport, une publication de l'auteur M. Luc Gagnon rédigée pour Hydro-Québec Direction - Environnement, portant sur la comparaison des options d'énergie en fonction des taux de retour énergétique basés sur la durée de vie des équipements (Energy Payback Ratio of Electricity Generation Options Based on Life-Cycle Assessments);

[C-GRAME-0029](#) (Annexe)

48. En se basant sur la notion de taux de retour énergétique (Energy Payback Ratio), le GRAME soumet que la production hydroélectrique est la plus avantageuse si on tient compte de la durée de vie des équipements ;

[C-GRAME-0027](#), p. 23 à 25 et [C-GRAME-0029](#) (Annexe)

49. Ainsi, le GRAME soumet qu'un raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré, sans usage de la centrale en mode GDP (soit le scénario S-2) est la solution qui se rapproche le plus d'un choix énergétique reflétant un retour énergétique avantageux ;

## V. Transition énergétique

50. Le *Plan pour une économie verte 2030*, ou *Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques*, fait référence aux projets en cours pour permettre le remplacement de la production des centrales thermiques dans les réseaux autonomes :

### « Améliorer l'accès à l'électricité »

Une minorité de clients d'Hydro-Québec ne sont pas raccordés au réseau principal, 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. De nombreux projets sont en cours ou envisagés pour remplacer une partie ou l'intégralité de la production des centrales thermiques des réseaux autonomes.

Dans les régions branchées au réseau principal, les moyens nécessaires seront mis en œuvre pour étendre le réseau triphasé dans certaines régions rurales, pour consolider le réseau électrique dans les secteurs saturés et pour compléter le réseau afin de rejoindre certains consommateurs industriels et agricoles non branchés. » (notre souligné)

[Plan pour une économie verte 2030](#), p. 35

51. Le *Plan de réduction des émissions pour 2030 : prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte*, publié en juin 2022 par le gouvernement fédéral, traite de l'importance de l'électrification et de l'utilisation de carburants propres pour atteindre la carboneutralité :

### « Électrification accrue et utilisation de carburants propres »

Il sera essentiel de remplacer les technologies basées sur les combustibles fossiles par des technologies utilisant l'électricité. Un certain nombre de rapports clés ont estimé que la demande d'électricité qui en résultera en 2050 sera une fois et demie à trois fois supérieure aux niveaux actuels. Les investissements dans les énergies renouvelables existantes et commercialement disponibles et dans les interconnexions de réseaux, ainsi que le développement de nouvelles sources d'électricité, comme la géothermie et les PRM, seront essentiels pour remplacer les sources de production d'électricité actuellement émettrices et pour répondre à la demande croissante. Ceci dit, il demeure qu'il est important de soutenir les peuples autochtones et les communautés rurales et éloignées dans leur transition de l'électricité générée par le diesel vers d'autres sources non émettrices. Pour atteindre la carboneutralité, il faut aussi des systèmes de chauffage des locaux et de l'eau non polluants.

Le soutien au développement et à l'utilisation de l'électricité et des combustibles propres est reconnu comme une priorité dans le présent PRÉ pour 2030. Voir les chapitres 2.1 (Ensemble de l'économie), 2.3 (Électricité), 2.4 (Industrie lourde) et 2.6 (Transports).»

[Plan de réduction des émissions pour 2030](#), p. 114 (nos soulignés)

52. Le gouvernement du Québec s'est également doté de cibles de réduction des GES, allant de -37,5% sous le niveau de 1990 pour 2030 à -80 à 95% sous le niveau de 1990 pour 2050 ;

[Engagements du Québec](#), Site Web du Ministère de l'Environnement et de la lutte contre les changements climatiques

53. Au niveau fédéral, la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, entrée en vigueur le 29 juin 2021, vise l'atteinte de la carboneutralité en 2050 et prévoit une cible de réduction des émissions de GES 40 à 45% sous le niveau de 2005 en 2030, soit la contribution du Canada à l'Accord de Paris 2030 :

«6 La cible nationale en matière d'émissions de gaz à effet de serre pour 2050 est la carboneutralité.

**6.1** Il est entendu que la présente loi n'empêche pas l'atteinte de la carboneutralité avant 2050.

**7 (1)** Le ministre établit les cibles nationales en matière d'émissions de gaz à effet de serre pour les années jalons en vue de l'atteinte de la cible prévue à l'article 6.

**(1.1)** Chaque cible d'émissions de gaz à effet de serre doit être une progression par rapport à la précédente.

**(2)** La cible d'émissions de gaz à effet de serre pour 2030 est la contribution déterminée au niveau national et communiquée conformément à l'Accord de Paris pour cette année, avec ses modifications successives.

**(3)** Chaque cible d'émissions de gaz à effet de serre doit être aussi ambitieuse que la plus récente contribution déterminée au niveau national et communiquée conformément à l'Accord de Paris.

[...]»

[Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#), L.C. 2021, ch. 22., art. 6 à 7

54. En comparant les scénarios S-2 et S-3, le GRAME constate que l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en mode GDP (S-3) aura pour effet de produire l'émission de 146 683 tonnes de GES supplémentaires, en comparaison avec l'utilisation de la centrale en réserve froide uniquement (S-2) qui permettrait de se rapprocher davantage de l'atteinte de la carboneutralité en 2050 ;

[B-0204](#), Tableau 1, p. 20

55. Considérant les cibles gouvernementales de réduction des GES, le choix de la stratégie d'approvisionnement des IDLM devrait porter sur le scénario S-2, incluant la recherche d'un approvisionnement en combustibles carboneutres pour les besoins d'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en réserve froide ;

56. En effet, tel qu'indiqué par le Distributeur, l'atteinte de la cible gouvernementale de réduction des GES est le fondement même de la transition énergétique ;

[B-0278](#), p. 16, par. 61

57. Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'inclure le scénario S-2 dans sa poursuite des analyses pour la stratégie d'approvisionnement des IDLM, 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, convertie au diesel léger ou préférentiellement à un combustible carboneutre, afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation ;

### **Conclusion**

58. Afin de déterminer si la solution privilégiée par le Distributeur à ce jour constitue la meilleure stratégie en comparaison des scénarios étudiés, le GRAME émet les conclusions et recommandations suivantes :

-En se basant sur la notion de taux de retour énergétique (Energy Payback Ratio), le GRAME soumet que la production hydroélectrique est la plus avantageuse si on tient compte de la durée de vie des équipements ;

-Un raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré, sans usage de la centrale en mode GDP (soit le scénario S-2) est la solution qui se rapproche le plus d'un choix énergétique reflétant un retour énergétique avantageux ;

-La Régie devrait donc demander au Distributeur de poursuivre ses analyses en incluant le scénario S-2 dans sa stratégie de conversion du réseau des IDLM, considérant notamment le fait que la seule différence entre les scénarios S-2 et S3 réside dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules et que d'autres options pour combler la GDP pourraient éventuellement être déployées ;

-La poursuite des analyses devrait porter sur les coûts relatifs à une possible augmentation du prix des droits d'émission de GES et une mise à jour des résultats des simulations qui tiennent compte de l'augmentation actuelle des coûts de carburants ;

-En ce qui concerne le remplacement des équipements de chauffage, le Distributeur devrait accélérer la conversion des équipements de chauffage fonctionnant au mazout vers l'électricité, particulièrement les équipements de chauffage en fin de vie utile, et mettre en place une campagne de sensibilisation envers la clientèle résidentielle aux problématiques pouvant survenir en période hivernale lors d'un bris de service ;



-Dans la mesure où un scénario permettant le raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré était retenu (S-2 ou S-3), le Distributeur devrait ajuster son Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) en fonction des dispositions du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* qui s'appliqueront aux bâtiments résidentiels des IDLM à compter du raccordement ;

59. L'atteinte de la cible gouvernementale de réduction des GES étant le fondement même de la transition énergétique, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'inclure le scénario S-2 dans la poursuite de ses analyses pour la stratégie d'approvisionnement des IDLM, 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, convertie au diesel léger ou préférablement à un combustible carboneutre, afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation ;

60. La stratégie d'approvisionnement qui sera retenue pour le réseau des IDLM constitue un investissement de très long terme qui doit être cohérent non seulement avec les objectifs de décarbonation et de réduction des émissions de GES pour 2030, mais également avec l'objectif de carboneutralité visé pour 2050 ;

61. À cet égard, la Régie devrait donc privilégier une perspective de long terme axée sur le développement durable, dans le cadre de sa décision à rendre au présent dossier.

LE TOUT respectueusement soumis.

Le 19 juillet 2022.

*(S) Geneviève Paquet*

---

**Geneviève Paquet, avocate**  
**Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement**  
**(GRAME)**