Régie de l'énergie

R-4110-2019, phase 2

Hydro-Québec – Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029

Rapport d'analyse

par
Jean-Pierre Finet, analyste
Bernard Saulnier, consultant

pour le

Regroupement des organismes environnementaux en énergie

(ROEÉ)

Le 6 juin 2022

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DU ROEÉ 1
INTRODUCTION 3
1.0 LE CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE 8
2.0 APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE 11
2.1 La satisfaction de besoin énergétique dans une perspective de développement durable 11
2.2 Des critères de sélection négligeant le nouveau paradigme en réseau intégré 12
3.0 LE SCÉNARIO FAVORISÉ PAR HYDRO-QUÉBEC 15
3.1 Impact des pertes de transit de la solution privilégiée 15
4.0 LES SCÉNARIOS ALTERNATIFS 18
4.1 Production éolienne inutilisée 18
4.2 Éoliennes en mer 21
5.0 PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE 23
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 24

PRÉSENTATION DU ROEÉ

Fondé en 1997, le ROEÉ représente les intérêts de huit (8) groupes environnementaux à but non lucratif, notamment auprès de la Régie de l'énergie. En font partie : l'Association madelinienne pour la sécurité énergétique et environnementale (AMSÉE) ; Canot Kayak Québec ; Écohabitation ; la Fondation Coule pas chez nous ; Fondation Rivières ; Nature Québec ; le Regroupement pour la surveillance du nucléaire (RSN) et le Regroupement vigilance hydrocarbure Québec (RVHQ).

Les interventions du ROEÉ reposent sur les principes et objectifs suivants :

1) La protection de l'environnement, la conservation des milieux naturels essentiels à la vie et l'utilisation durable des ressources ;

2) La primauté de la conservation et de l'efficacité énergétique sur toute autre forme de production d'énergie et la restriction de la production supplémentaire uniquement aux cas où celle-ci est justifiée. Dans ces cas, recourir aux nouvelles formes d'énergie renouvelable ;

3) La réduction de l'utilisation de combustibles fossiles, qu'ils soient issus de gisements conventionnels ou non conventionnels, et l'élimination du nucléaire ;

4) La réduction de la consommation d'énergie ainsi que des émissions de gaz à effet de serre, notamment à travers des choix de consommation plus judicieux ;

5) L'équité sociale aux niveaux intra et intergénérationnels ;

6) La mise en place au Québec de politiques, de lois et de mesures de régulation qui favorisent des choix d'investissements et de consommation environnementalement judicieux, économiquement et socialement avantageux et permettant la transition vers une économie durable ;

7) L'application de mécanismes transparents et démocratiques à l'intérieur des processus de prise de décision ;

8) La préservation de l'indépendance de la Régie de l'énergie et l'inclusion des activités de production en tant qu'activité réglementée par la Régie de l'énergie, ainsi que la réinstauration d'un processus de planification intégrée des ressources (PIR) ;

9) La fourniture de services énergétiques à juste coût, en internalisant les coûts environnementaux dans une perspective de planification intégrée des ressources, tout en limitant les impacts sociaux ;

10) La maximisation de l'éducation et de la participation du public quant aux questions énergétiques et leurs impacts.

Le respect de ces principes et objectifs se traduit par des analyses, des preuves et des prises de position du ROEÉ dans les dossiers de la Régie qui sont uniques et distincts de l'apport des autres groupes, tant environnementaux que de consommateurs.

INTRODUCTION

Le 1er novembre 2019, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité demande à la Régie de l'énergie d'approuver son plan d'approvisionnement 2020-2029 en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Le 2 février 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-018 par laquelle elle accorde le statut d'intervenant au ROEÉ et demande à Hydro-Québec de déposer un complément de preuve dans lequel il devra préciser que le projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine répond aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes.

Le 5 mars 2020, Hydro-Québec dépose un complément de preuve portant sur le projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré[1] tel que requis par la décision D-2020-018 de la Régie. Hydro-Québec y indique que le projet de raccordement respecte trois des quatre critères de sélection, et qu'elle démontrera le respect du critère de réduction des coûts d'approvisionnement, au terme de l'avant-projet en cours.

Le 2 avril 2020, le ROEÉ dépose sa demande de renseignements no.1[2] à Hydro-Québec, qui y répond le 4 mai 2020[3].

Le 6 mai 2020, le ROEÉ conteste certaines réponses fournies par Hydro-Québec, dont plusieurs concernant le projet de raccordement des IDLM par Hydro-Québec[4].

Le 16 juin 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-070 par laquelle elle ordonnait à Hydro-Québec de répondre à certaines des questions dont les réponses étaient contestées et de déposer une preuve additionnelle relative à l'estimation des coûts anticipés du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine et aux solutions alternatives analysées.

Le 26 juin 2020, Hydro-Québec dépose son complément de preuve no.2[5] concernant son projet de raccordement des IDLM.

Le 2 juillet 2020, le ROEÉ transmet une correspondance[6] à la Régie en soutien aux demandes de l'AQPER et du RNCREQ relatifs au traitement du complément de preuve déposé par Hydro-Québec.

Le 7 juillet 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-084 par laquelle elle accueille les demandes de l'AQPER, du RNCREQ et du ROEÉ et demande à Hydro-Québec de répondre aux questions soulevées.

---

[1] B-0031
[2] C-ROEÉ-0007
[3] B-0060, B-0061, B-0062 et B-0063.
[4] C-ROEÉ-0008
[5] B-0076
[6] C-ROEÉ-0013

Le 14 juillet 2020, Hydro-Québec informe la Régie de certains développements concernant le changement des fonds et courants marins qui affectent négativement et de façon notable la rentabilité du projet, demande à la Régie que soit suspendue l'analyse de sa stratégie de conversion pour les IDLM et propose de reprendre l'examen de ce sujet, à l'occasion d'une prochaine phase du présent dossier[7].

Le 17 juillet 2020, la Régie accueille la demande d'Hydro-Québec et reporte à une seconde phase du présent dossier l'examen de la stratégie de transition énergétique pour les Îles-de-la-Madeleine[8]. La Régie demande aussi à Hydro-Québec de déposer un document explicatif des analyses et des démarches qu'il effectuera pour être en mesure de lui présenter cette stratégie en temps utile.

Le 24 juillet 2020, le ROEÉ dépose sa preuve sur la prévision de la demande en réseaux autonomes, dont aux IDLM, sous la cote C-ROEÉ-0017.

Le 31 juillet 2020, le ROEÉ dépose sa preuve initiale sur les IDLM sous la cote C-ROEÉ-0021.

Le 11 août 2020, Hydro-Québec demande à la Régie de reporter l'audience prévue à compter du 15 septembre 2020 afin de mettre à jour ses prévisions[9]. Le ROEÉ appuie Hydro-Québec relativement à la mise à jour des prévisions, mais s'oppose à l'idée de retarder l'examen de la stratégie de raccordement des IDLM[10].

Dans sa décision D-2020-115 du 28 août 2020[11], la Régie accueille la demande de report d'audience d'Hydro-Québec.

Le 3 septembre 2020, Hydro-Québec dépose son complément de preuve no.3[12] sur son projet de raccordement des IDLM. Hydro-Québec indique aussi qu'elle prévoit déposer à la Régie, au courant du mois de mai 2021, les résultats de ses analyses et démarches en vue de définir sa stratégie de transition énergétique pour les Îles-de-la-Madeleine.

Le 14 septembre 2020, la Régie demande à Hydro-Québec des précisions additionnelles[13] à la suite du dépôt de son complément de preuve no.3.

Le 8 juin 2021, le ROEÉ fait part à la Régie de sa préoccupation à l'effet qu'à ce jour, la preuve relative aux analyses et démarches en vue de définir la stratégie de conversion énergétique des IDLM n'avait toujours pas été déposée par Hydro-Québec tel que le prévoit son complément de preuve du 3 septembre 2020[14].

---

[7] B-0088
[8] A-0023
[9] B-0094
[10] C-ROEÉ-0025
[11] A-0034
[12] B-0099
[13] A-0035
[14] C-ROEÉ-0035

Le 14 juin 2021, Hydro-Québec fait suite à la correspondance du ROEÉ en indiquant qu'elle envisageait dorénavant déposer son complément de preuve au mois d'octobre 2021[15].

Le 17 juin 2021, le ROEÉ réplique à Hydro-Québec en déplorant ce nouveau retard et demande à la Régie que les résultats des analyses et démarches portant sur la stratégie de transition énergétique pour les IDLM soient déposés en temps utile[16].

Le 22 juin 2021, la Régie demande à Hydro-Québec de déposer, au plus tard le 30 juillet 2021, un suivi détaillé présentant les démarches accomplies depuis la production du complément de preuve no 3 sur les IDLM. Elle demande également à Hydro-Québec de préciser les motifs justifiant un report du dépôt de la preuve au mois d'octobre 2021 ainsi qu'une mise à jour de l'échéancier prévu pour les démarches à venir.

Le 30 juillet 2021, Hydro-Québec dépose son complément de preuve no.4 sur son projet de raccordement des IDLM[17].

Le 29 octobre 2021, Hydro-Québec dépose le résultat de ses analyses à l'égard de sa stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des énergies renouvelables[18].

Le 9 novembre 2021, le ROEÉ propose à la Régie de tenir une séance de travail pour la phase 2, à laquelle seraient convoqués le personnel de la Régie et les représentants des intervenants, à l'instar de ce qui a été fait récemment pour la phase 3 du dossier[19].

Le 15 décembre 2021, la Régie rend sa décision procédurale D-2021-165[20] par laquelle elle établit notamment le cadre procédural et l'échéancier de traitement de la phase 2 de l'étude du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec qui consiste en l'examen sur dossier de la stratégie de conversion du réseau des IDLM à des énergies renouvelables.

Dans le cadre de cette même décision, la Régie retenait provisoirement un traitement par voie de consultation. Elle demandait aux intervenants reconnus de confirmer leur intention d'intervenir dans la présente phase du dossier en précisant les conclusions recherchées et leur prévisions budgétaires. La Régie précise aussi que les intervenants pourront référer aux éléments de preuve déposés sur cet enjeu dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.

Le 13 janvier 2022, le ROEÉ dépose sa liste de sujets d'intervention[21] et son budget prévisionnel[22] tel que requis par la décision D-2021-165.

---

[15] B-0146
[16] C-ROEÉ-0037
[17] B-0185
[18] B-0204
[19] C-ROEÉ-0058
[20] A-0101
[21] C-ROEÉ-0069
[22] C-ROEÉ-0070

Le 20 janvier 2022, Hydro-Québec dépose ses commentaires relativement aux confirmations reçues des intervenants quant à leur intention d'intervenir à la présente phase[23].

Le 25 janvier 2022, le ROEÉ fait part à la Régie de ses préoccupations par la portée indûment restrictive que semble accorder Hydro Québec à la présente phase 2 du présent dossier[24].

Le 4 février 2022, la Régie transmet une correspondance[25] dans laquelle elle suspend l'échéancier qu'elle a fixé par sa décision D-2021-165 pour le traitement de la phase 2 et convoque une rencontre préparatoire, afin de clarifier les enjeux pertinents à l'examen de la stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine présentée par Hydro-Québec et préciser son échéancier de traitement incluant la possibilité de reporter l'examen de la phase 2 au prochain plan d'approvisionnement.

Le 18 février 2022, la Régie transmet une correspondance[26] en vue de la rencontre préparatoire dans laquelle elle demande des précisions à Hydro-Québec sur la portée de la demande ainsi que sur la preuve déposée à ce jour et les travaux d'analyse à compléter. La Régie demande aussi à Hydro-Québec d'indiquer sa préférence pour la poursuite de l'examen du plan d'approvisionnement pour les IDLM dans le cadre de la phase 2 du présent dossier ou dans le cadre de l'examen du prochain plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec.

Le 8 mars 2022 a eu lieu la rencontre préparatoire.

Le 30 mars 2022, la Régie rend sa décision procédurale D-2022-043[27] par laquelle elle précise le mode de traitement retenu pour l'examen de la stratégie, se prononce sur les demandes d'intervention et les budgets de participation et fixe le cadre d'examen ainsi qu'un nouvel échéancier de traitement de la phase 2.

Par cette décision, la Régie juge opportun de poursuivre le traitement de cet enjeu dans le cadre de la phase 2 du présent dossier et maintient un traitement par voie de consultation pour l'examen de la stratégie, incluant les enjeux liés au remplacement des systèmes de chauffage au mazout, au Programme d'utilisation efficace de l'énergie (le PUEÉ) et aux interventions en efficacité énergétique envisagées.

La Régie précise qu'elle est d'avis qu'elle n'a pas à se prononcer sur la justesse de la démarche entreprise par Hydro-Québec pour identifier la solution qu'elle a privilégiée afin d'assurer la transition énergétique du réseau des IDLM, mais qu'elle doit plutôt se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement qu'Hydro-Québec envisage pour les IDLM, soit un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme

[23] B-0242
[24] C-ROEÉ-0071
[25] A-0104
[26] A-0105
[27] A-0109

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.

Le 21 avril 2022, le ROEÉ dépose sa demande de renseignements no.1 à Hydro-Québec.

Le 12 mai 2022, Hydro-Québec répond à la demande de renseignements no.1 du ROEÉ.

Le présent document constitue le rapport d'analyse du ROEÉ sur ces enjeux. Il vise à permettre à la Régie d'évaluer si la solution privilégiée par Hydro-Québec à ce jour constitue la meilleure stratégie, en comparaison aux autres scénarios étudiés par Hydro-Québec.

1.0 LE CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

L'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec est demandée en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

> « 72. À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel <u>doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie</u>, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, <u>un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure</u> pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:
>
> 1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;
> 2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112;
> 3° pour l'approvisionnement en gaz naturel:
> a) de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant excéder 10% de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer annuellement;
> b) de la quantité de gaz naturel renouvelable déterminée par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 112.
>
> Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. » (Nous soulignons)

Tel que précisé par la Régie dans sa décision D-2020-084[28] rendue le 7 juillet 2020, le processus d'examen de la stratégie de conversion des IDLM aux énergies renouvelables par Hydro-Québec dans ses activités de distribution se distingue de celui applicable lorsque la Régie est appelée à se prononcer, en vertu de l'article 73 de la LRÉ, 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.

Au paragraphe 20 de cette décision, la Régie souligne :

[28] A-0021, p. 8 et 9, par. 20 à 22.

> « qu'il est essentiel qu'elle dispose d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux diverses mesures analysées à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs, afin d'être en mesure de décider s'il y a lieu d'approuver ou non le Plan qu'il propose. Enfin, elle rappelle que l'examen de la stratégie du Distributeur relative au Projet de raccordement au réseau intégré ainsi que des options alternatives d'approvisionnement des Îles-de-la-Madeleine doit se faire dans le cadre du présent dossier. » (Nous soulignons)

Les paragraphes 21 et 22 de cette même décision qualifient le degré de précision d'un tel exercice :

> « [21] S'il est exact que l'examen d'un plan d'approvisionnement du Distributeur n'implique pas l'analyse de chaque projet envisagé avec le même niveau de détails que celui auquel la Régie procède dans le cadre de l'examen d'une demande d'autorisation d'un projet spécifique, il n'en demeure pas moins que la description des caractéristiques des divers scénarios d'approvisionnement envisagés par le Distributeur, ainsi que des risques qui y sont associés, doit être suffisamment précise et significative pour que la Régie puisse, dans le cadre de l'exercice de sa compétence exclusive précitée, former un jugement éclairé sur le plan soumis par le Distributeur.
>
> [22] Or, le Projet de raccordement comporte un coût estimé important, avec une plage d'incertitude significative, pour les motifs exposés par le Distributeur. Il importe donc que la Régie dispose d'informations les plus précises possible à l'égard de ce scénario et des alternatives considérées, avant de se prononcer. À cet égard, la Régie juge qu'il est important de rappeler que c'est dans le cadre de l'examen du Plan, en vertu de l'article 72 de la Loi, qu'elle examine les solutions d'approvisionnement envisagées par le Distributeur et qu'elle se prononce à ce sujet. En particulier, en ce qui a trait aux réseaux autonomes, elle examine le plan relatif à chacun de ces réseaux en fonction des orientations relatives à leur conversion à des énergies renouvelables qu'elle a approuvées par sa décision D-2017-140. Ce processus se distingue de celui applicable lorsqu'elle 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. » (Nous soulignons)

Enfin, il convient de citer les paragraphes 51 et 52 de la décision D-2022-043 de la Régie relativement au niveau de suffisance de l'information requise :

> « [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.

> [52] Au terme de la phase 2 du présent dossier, la Régie déterminera si les informations dont dispose le Distributeur sont suffisantes pour justifier la Stratégie, incluant les enjeux cités au paragraphe précédent. Elle rappelle qu'elle doit disposer d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux divers scénarios analysés à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs, afin d'être en mesure de décider s'il y a lieu d'approuver ou non la Stratégie qu'il privilégie. » (Nous soulignons)

Selon le ROEÉ, les informations dont dispose Hydro-Québec au terme de l'étude du dossier pour justifier la stratégie privilégiée ne sont pas suffisantes pour que la Régie puisse être en mesure de décider de l'approuver.

En effet, tel que noté par la Régie au paragraphe 22 de sa décision D-2022-043, le Projet de raccordement comporte un coût estimé important, avec une plage d'incertitude significative. Selon l'article 72 LRÉ, un plan d'approvisionnement doit décrire les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure. Cette exigence n'est pas satisfaite dans le cas avec la solution de raccordement privilégiée par Hydro-Québec.

Tel que nous l'avons indiqué dans nos sujets d'intervention[29], le ROEÉ constate que l'approche réglementaire préconisée par Hydro-Québec ne respecte pas l'exercice en continuité par la Régie de ses compétences et responsabilités en vertu des articles 31, 72, 73, 74, 74.1 et 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ, c. R-6.01). Notamment, aux fins de l'exercice de ses compétences, la Régie approuve le plan d'approvisionnement et autorise des immobilisions et des investissements. La Régie ne fournit pas des pré-approbations de « solutions à privilégier » de sorte à tronquer son étude du plan et le choix des solutions à retenir. À notre connaissance, la Régie n'a jamais approuvé par le passé de Plan d'approvisionnement reposant sur des hypothèses qui pouvaient ne pas s'avérer.

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie de considérer comme insuffisante les informations présentées pour justifier la stratégie privilégiée, à la lumière de l'information présentée par Hydro-Québec à ce jour et en regard des enjeux soulevés par le ROEÉ dans les prochaines sections de ce document. (Recommandation no.1)

[29] C-ROEÉ-0069

2.0 APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

2.1 La satisfaction de besoin énergétique dans une perspective de développement durable

L'approche méthodologique privilégiée par Hydro-Québec pour convertir le réseau des IDLM à des énergies renouvelables est une démarche axée sur l'approvisionnement, soit sur la sélection d'une solution privilégiée d'alimentation en électricité (énergie et puissance). Pourtant, l'article 72 LRÉ doit recevoir une interprétation et une application conforme à l'article 5 LRÉ en vertu de laquelle la Régie « favorise la satisfaction des besoins énergétiques […] dans une perspective de développement durable […] ». L'emphase est sur la responsabilité de la Régie.

Hydro-Québec a admis qu'elle n'a considéré aucun moyen de GDP, comme notamment la tarification dynamique ou Hilo dans le cadre de l'analyse[30]. Or, une approche favorisant la planification intégrée des ressources, intégrant des stratégies d'approvisionnement et de gestion de la demande, favoriserait une meilleure utilisation des ressources et une plus grande optimisation des coûts que l'approche axée strictement sur l'approvisionnement telle que pratiquée par Hydro-Québec.

Concrètement, l'approche axée sur l'approvisionnement privilégiée par Hydro-Québec favorise le surdimensionnement des solutions privilégiées au détriment d'une gestion efficace et résiliant de la production et de la consommation d'énergie.

L'isolement géographique des réseaux autonomes constitue un cadre d'analyse opérationnelle unique pour mesurer l'importance de l'évolution des pratiques de planification du Distributeur. Cette évolution se mesure par les efforts du planificateur à intégrer dans son plan d'approvisionnement en réseaux autonomes la recherche d'un équilibre offre-demande d'électricité en énergie et en puissance, qui minimise le coût d'approvisionnement global en électricité à long terme.

Une telle planification doit chercher à mettre à profit les synergies d'exploitation des nombreuses technologies commerciales disponibles, tant du côté de l'offre que de la demande, à travers les complémentarités naturelles entre, d'une part, les caractéristiques naturelles des apports provenant des sources d'énergie renouvelable locale partout où des gisements sont jugés économiquement exploitables, et d'autre part, la flexibilité des technologies d'utilisation à mettre en valeur en temps réel et/ou différé l'énergie rendue disponible par les sources locales d'énergie pour répondre aux besoins d'approvisionnement en énergie et en électricité de tous les secteurs de l'économie locale.

[30] B-0248, page 11

C'est pourquoi le ROEÉ recommande que la Régie exige l'application au plan d'approvisionnement pour les Îles-de-la-Madeleine d'une approche axée sur la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et une méthodologie privilégiant la gestion de la demande. (**Recommandation no. 2**)

2.2 Des critères de sélection négligeant le nouveau paradigme en réseau intégré

De plus, l'approche méthodologique favorisée par Hydro-Québec ne tient pas compte de l'évolution du contexte énergétique au Québec au cours des dernières années.

En réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no.1 du ROEÉ[31], Hydro-Québec :

> « …reconnaît qu'il y a eu une évolution du contexte énergétique du Québec par rapport à ce qui était prévu lors de la préparation du Plan d'approvisionnement 2020-2029, notamment en raison des efforts de décarbonation, laquelle s'est traduite par une hausse de la prévision de la demande sur le réseau intégré, comme présenté dans l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 et dans le Plan stratégique 2022-2026. »

Compte tenu de la pression accrue des besoins énergétiques sur le réseau intégré d'Hydro-Québec en raison notamment des efforts de décarbonation, le ROEÉ demandait à Hydro-Québec si le rapprochement du lieu de production des centres de consommation ne devrait pas constituer un critère de sélection, Hydro-Québec répondait que :

> « Par ailleurs, le Distributeur ne peut se prononcer, sans une analyse plus concrète, quant aux autres critères qui le guident dans le choix des projets de conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables (fiabilité de l'approvisionnement, réduction des émissions de GES et acceptabilité sociale) par rapport au rapprochement du lieu de production des centres de consommation. »

Or, l'analyse effectuée par Hydro-Québec ne devrait pas être figée et effectuée strictement à la lumière des quatre critères établis, mais elle devrait aussi être évolutive et considérer l'impact de la solution privilégiée aurait sur le bilan en puissance et en énergie du réseau intégré dans un contexte de décarbonation global.

[31] B-0263, page 7

Récemment, le gouvernement du Québec indiquait qu'il faudra dorénavant prioriser les projets les plus porteurs tandis que la ressource énergétique est moins abondante[32] :

> « Le gouvernement et Hydro-Québec discutent des besoins énergétiques du secteur économique sur l'horizon 2030, a dit le ministre en marge d'une annonce de financement d'une usine de broyage de batteries de véhicules électriques. «Certains projets peut-être dans le futur ne verront pas le jour parce que l'allocation de l'hydroélectricité serait plus bénéfique pour le Québec de le mettre ailleurs. C'est clairement un enjeu qu'on doit adresser.»
>
> Hydro-Québec devra produire significativement plus d'électricité pour répondre à la demande au cours des prochaines années, selon les informations dévoilées la semaine dernière dans son plan stratégique 2022-2026. Le Québec aura besoin de 100 térawatts-heures (TWh) additionnels d'énergie si la province veut atteindre la carboneutralité d'ici 2050. La société d'État estime que de nouveaux approvisionnements en énergie seront nécessaires à partir de 2027.
>
> L'hydroélectricité, considérée abordable et moins polluante, a servi d'argument pour attirer de nombreux projets industriels au Québec, que ce soit pour la filière de la batterie électrique, la production d'aluminium ou la construction de centres de données.
>
> Dans ses choix futurs pour les projets nécessitant une grande consommation énergétique, Québec priorisera deux axes: les réductions de gaz à effet de serre et la création de richesse collective, explique M. Fitzgibbon.
>
> L'électrification des transports, l'hydrogène, la filière de la batterie, l'aluminium et l'acier vert font partie des industries qui sont «cohérentes» avec ses priorités. «Ça étant dit, on ne va pas laisser tomber les autres. Pour les projets plus petits en bas de cinq ou dix mégawatts, on peut les faire. Pour les gros projets qui peuvent demander 200 mégawatts ou plus, il va falloir être très parcimonieux. Il va falloir choisir. »

Ces préoccupations ne sont que confirmées par les prévisions des besoins en énergie et en puissance communiquées par Hydro-Québec aux fins du Plan d'approvisionnement 2020-2029 à l'étude.[33]. Le raccordement des IDLM au réseau intégré serait une approche qui procurerait des réductions significatives de GES, mais il exercerait une pression additionnelle sur une ressource qui est de moins en moins abondante en réseau intégré. Les solutions d'approvisionnement locales, au contraire, sont multiples, résilientes,

[32] Québec devra choisir les projets des grands consommateurs d'énergie avec «parcimonie», Les Affaires, 1er avril 2022
[33] B-0102

réduiraient les émissions des GES et n'exerceraient aucune pression additionnelle sur la demande en réseau intégré.

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie de considérer, en plus des quatre critères de sélection, l'impact de la solution privilégiée sur l'équilibre offre-demande en réseau intégré. (**Recommandation no.3**)

3.0 LE SCÉNARIO FAVORISÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

3.1 Impact des pertes de transit de la solution privilégiée

Aux fins de la comparaison des pertes du « Scénario Raccordement » (S-3) par rapport à celles du « Scénario S-1 » (Statu Quo) pour le réseau de Cap-aux-Meules, Hydro-Québec a fourni des informations utiles aux intervenants dans sa réponse à la demande 2.1 du RNCREQ en déposant la pièce HQD-12-11.01.xlsx pour ces deux scénarios dans des Tableaux de prévision des besoins annuels en énergie et en puissance du réseau des IDLM pour la période 2021 à 2067[34]. Ce fichier permet d'établir une première caractérisation du niveau des pertes associées aux Scénarios S-3 et S-1.

Les tableaux de chacun des deux scénarios portent les noms suivants : « Scénario abandon des programmes commerciaux » pour le scénario S-3 (raccordement) et « Scénario maintien des programmes commerciaux » pour le scénario S-1 (Statu Quo). À la ligne « Pertes, consommation des centrales et usages internes (GWh) » de chacun des deux onglets correspondants du fichier 13-HQD-12-11-01.xlsx, Hydro-Québec établit pour l'année 2030 à 9% et 10,3% respectivement le niveau de pertes des scénarios S-3 et S-1, ce niveau de pertes représentant la différence entre les « Besoins électriques totaux (GWh) » et les « ventes totales (GWh) », également fournis pour chaque année, de la prévision pour chacun des scénarios.

La prévision identifiée en mai 2020 par Hydro-Québec et analysée par le ROEÉ[35] permet de calculer qu'Hydro-Québec établissait alors un niveau de pertes du scénario S-3 (Raccordement) constant, à 10,85%, pour chacune des années de la période 2019-2029, c'est à dire un niveau de pertes de 20% supérieur au 9 % affiché par HQ pour le scénario S-3 dans la pièce HQD-12-11.01.xlsx déposée en mai 2022.

En considérant des besoins en énergie du réseau de Cap-aux-Meules de 250 GWh en 2030 selon la croissance annuelle de 2% identifiée au Tableau 5 du document C-ROEÉ-0016 (p. 22), **le niveau des pertes du scénario raccordement serait de 27 GWh en 2030, plutôt que de 22,5 GWh selon le niveau de pertes qu'HQ retient en mai 2022**.

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

[34] B-0261, fichier 13-HQD-12-11-01.xlsx
[35] C-ROEÉ-0016, Tableau 4 et 5 de la section 2.0, p.21 à 26

Selon nos calculs, les pertes techniques d'un poste convertisseur s'établissent à 4,5%, un ordre de grandeur qui serait comparable aux pertes combinées des génératrices et des transformateurs de la centrale de Cap-aux-Meules.

Le ROEÉ souligne par ailleurs la réponse d'Hydro-Québec à la demande 5.11 de la Régie relativement aux pertes[36] :

> « Le coût des achats d'électricité est basé sur le coût évité de l'énergie du réseau intégré à compter de 2027, tel que présenté dans l'État avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-202910, soit 8,4 ¢/kWh ($ 2020) indexé à l'inflation. Les quantités sont quant à elles basées sur la prévision de la demande, moins les productions estimées de la centrale de Cap-aux-Meules et du parc éolien de la Dune-du-Nord, en <u>considérant un taux de pertes marginales associé au raccordement sous-marin estimé à 4 %</u> ». (Nous soulignons)

Le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie que les pertes liées au convertisseur de Percé de même que les pertes d'acheminement sur le réseau actuel de Cap-aux-Meules pourraient bien être absentes du calcul des pertes du scénario S-3 qu'HQ établit à 9% et que cette omission pourrait fausser significativement l'appréciation des mérites des scénarios alternatifs compte tenu des insuffisances que la preuve d'Hydro-Québec (B-0204) donne à voir au plan d'une comparaison technico-économique équitable des hypothèses et données des scénarios de source locale présentés.

De plus, dans le scénario S-3, la VAN prend en compte le coût marginal des achats d'énergie effectués auprès d'Hydro-Québec Production. Pour établir la quantité d'énergie requise pour approvisionner les IDLM en électricité verte, une comparaison à service équivalent devrait tenir compte de l'impact économique de la valeur commerciale des pertes du scénario de raccordement par rapport à celles d'approvisionnements provenant de sources d'électricité verte de proximité.

La qualité exceptionnelle du gisement éolien des IDLM se traduit ainsi en un coût évité de transport qui mérite d'être considéré dans une analyse de scénarios à service équivalent. Le calcul de la valeur du coût évité de transport pour les IDLM permettrait d'exprimer la valeur économique de l'exploitation du gisement éolien de l'archipel madelinot pour les besoins locaux et de lui conférer un coût de transport évité correspondant[37].

Enfin, le ROEÉ note que la pièce HQD-12-11.02.xlsx déposée sous pli confidentiel n'a pas permis de faciliter la transparence de la discussion, ni l'examen diligent des scénarios par les intervenants au dossier. Le ROEÉ a indiqué son intention de contester le traitement

[36] B-0248, p.34

[37] Voir : Saulnier, B. et Reid, R., « L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique », éditions MultiMondes 2009, ISBN 9782895441458, 432 p, https://editionsmultimondes.com/livre/l-eolien-au-coeur-de-l-incontournable-revolution-energetique/, 278 et 79, encadré

confidentiel allégué de ces informations par HQ en amont de la préparation de la présente preuve[38].

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie de prendre acte que le niveau des pertes du scénario raccordement serait de 27 GWh en 2030, plutôt que de 22,5 GWh selon le niveau de pertes qu'Hydro-Québec retient en mai 2022. (Recommandation no. 4)

[38] C-ROEÉ-0075

4.0 LES SCÉNARIOS ALTERNATIFS

4.1 Production éolienne inutilisée

Le ROEÉ constate que dans la preuve déposée sous la cote B-0204, Hydro-Québec n'a pas démontré son savoir-faire en matière d'intégration des sources renouvelables dans les réseaux autonomes. Le cas est patent pour les IDLM, où au quotidien, une forte pénétration de sources renouvelables locales est exploitable à l'année et notamment en hiver alors que la production éolienne agit directement de manière à réduire directement la demande de chauffage et à la demande nette qu'aurait à produire par la centrale de Cap-aux-Meules.

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

Incidemment, HQ utilise dans son calcul des 40 260 MWh du Parc éolien Dune-du-Nord les 8 MW de capacité nominale du parc éolien actuellement en service (ces données correspondent à un facteur d'utilisation annuel de 57,45% pour le parc éolien de la Dune-du-Nord). Ainsi, en vertu notamment d'une contrainte d'exploitation qu'HQ définie comme étant une règle de « régime minimal en continu (deux groupes diesel à 6 MW chacun) » en vigueur pour la centrale de Cap-aux-Meules, 20% de l'électricité verte annuellement produite par le parc éolien Dune-du-Nord aux Îles-de-la-Madeleine se trouve « rejetée » par Hydro-Québec.

Il est important de réaliser en l'occurrence que ce rejet d'énergie de 20% correspond très précisément à la productivité annuelle des 1,6 MW de capacité de production éolienne (retranchée par HQ des 8 MW de capacité nominale réelle du parc éolien Dune-du-Nord) qui limitent à 6,4 MW la Puissance contractuelle établie au contrat d'achat d'électricité éolienne. (B-0255, réponse 3.2, p.6 de 20).

Le ROEÉ se questionne sur les raisons qui font qu'Hydro-Québec choisirait en 2022 de brûler 1,8 millions de litres de mazout lourd par année aux IDLM alors que 8.4 GWh d'électricité verte dont le carburant est gratuit et disponible localement pourrait effectuer le même travail à moindre coût (sans prise en compte de la valeur des GES qui seraient alors évités, ni de l'amélioration de 20% du coût de revient de l'électricité verte locale qui serait utilisée aux IDLM au lieu d'être « rejetée »).

Le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie que l'attente d'une solution privilégiée pour 2028 colore de bien étrange façon la philosophie de décarbonation problématique qu'affiche en 2022 la gestion d'Hydro-Québec dans le seul réseau autonome du Québec actuellement doté d'un parc éolien. La Régie a déjà indiqué à HQ l'importance qu'elle accorde à l'utilisation des importants surplus de production hydroélectrique prévus à Inukjuak après la mise en service de la centrale Innuvik, et le ROEÉ invite la Régie considérer que l'expression « Énergie rejetée » que préconise aujourd'hui HQ pour la

filière éolienne dans le réseau de CAM envoie un signal de décarbonation qui pourrait avoir biaisé lourdement l'analyse de tous les scénarios alternatifs de source renouvelable présentés par HQ dans B-0204.

Le critère de régime minimal en continu pour deux moteurs à la centrale de CAM se traduit au quotidien par des décisions de démarrage ou d'arrêt d'un des groupes électrogènes figurant dans la cédule d'ordonnancement des unités mobilisées pour répondre à la charge anticipée des exploitants. Son application reste cependant sujette en pratique à une marge de flexibilité laissée à l'exploitant quant au moment où il doit commander l'arrêt/départ d'un groupe sans mettre à risque l'approvisionnement de la charge à alimenter anticipée au moment de la décision.

Il est nécessaire de rappeler également que la contribution de la production éolienne ayant pour effet de réduire la demande nette du réseau que la centrale CAM doit approvisionner à court terme, l'application aveugle du critère d'exploitation en question semble conduire HQ à considérer que les sources locales d'électricité verte ne peuvent contribuer significativement à la décarbonation d'un réseau autonome. Or, les situations pour lesquelles des groupes pourraient être amenés à opérer dans cette condition en présence de production éolienne ne peuvent pas et ne doivent pas être considérées comme étant un empêchement à une plus forte pénétration éolienne dans un réseau.

La capacité éolienne intégrable dans le réseau n'a pas à être plafonnée par l'interprétation réductrice d'un tel critère puisque ce critère d'exploitation de la centrale des IDLM s'applique très précisément à la demande nette que la centrale doit fournir et non pas à la demande totale d'électricité du moment aux IDLM.

Il faut donc relativiser la portée que donne HQ à l'application de ce critère pour la centrale de la Dune-du-Nord, car elle ne rend pas justice à la réalité objective de cette notion essentielle qu'est la demande nette dans l'examen des scénarios de décarbonation. Ce critère doit donc être remis dans son contexte opérationnel pour pouvoir mesurer la portée de son application dans la comparaison à service équivalent des scénarios mis en comparaison. Le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie qu'Hydro-Québec erre dans sa responsabilité d'exploitant lorsqu'elle interprète cette contrainte d'exploitation comme l'explication qui justifierait le rejet 20 % de production éolienne aujourd'hui aux IDLM.

La question de savoir à quel niveau de production minimale des groupes électrogènes des dommages aux diesels pourraient représenter des coûts d'entretien annuels à la centrale de CAM comparables à la valeur de l'électricité verte locale rejetée pourrait sans doute être posée à HQ, mais des manufacturiers de groupes diesel apportent un éclairage différent à cette question. Le ROEÉ invite respectueusement HQ à relire le témoignage de Per Lundsager sur ce sujet présenté dans le dossier R-3748-2010 (C-RNCREQ-0015, p. 17, 19 avril 2011).

Il n'y a pas de limite technique à la pénétration éolienne dans un réseau électrique ; la pénétration optimale des sources d'électricité renouvelable dans un réseau électrique est

déterminée par des considérations économiques. Plusieurs rapports déjà déposés à la Régie ont illustré cette idée[39].

Le ROEÉ observe que l'usage du critère de régime minimal des diesels retenu par HQ aujourd'hui a comme premier résultat direct au quotidien de plafonner la production d'une capacité éolienne installée dont le carburant est gratuit en lui préférant une production thermique. Dans une politique de décarbonation cohérente au Québec, le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie qu'Hydro-Québec ne donne aucune explication probante de ce qui lui permet d'affirmer aujourd'hui que 20 % de l'électricité verte disponible aux IDLM « ne peut être intégrée au réseau».

Aux Îles-de-la-Madeleine en 2022, en prétendant qu'elle « doit » rejeter 20% de l'électricité verte locale qu'elle pourrait facilement intégrer, HQ ne réussit qu'à récompenser la combustion de mazout lourd importé, coûteux et irréversiblement non-renouvelable en freinant radicalement l'accès des sources d'électricité verte locales au réseau de Cap-aux-Meules.

Ce faisant, elle enferme la contribution des sources variables dans une interprétation erronée d'un critère qui fait la part belle à un raccordement éventuel des RA au réseau principal en réduisant les possibilités réelles d'une exploitation optimale du gisement éolien de l'archipel en préconisant de sacrifier un volume significatif de production que pourrait rendre disponible le projet éolien de la Dune-du-Nord.

Le ROEÉ estime qu'Hydro-Québec fait fausse route dans sa manière d'aborder la problématique d'approvisionnements en électricité verte et locale des réseaux autonomes et que les résultats présentés dans sa preuve (B-0204) ne soutiennent en aucune façon la conclusion d'Hydro-Québec concernant les mérites de sa solution privilégiée par rapport à un scénario de jumelage éolien diesel à haute pénétration qui serait examiné en vue de rechercher un niveau de pénétration éolienne aux IDLM dans une perspective de décarbonation des besoins énergétiques de l'archipel comparable à celle visée par Hydro-Québec à travers le scénario S-3.

Hydro-Québec écrit par ailleurs que les rejets d'électricité éolienne ont lieu surtout en été, mais cette affirmation est également le résultat auto-prédictif de l'application automatique par HQ du critère de charge minimum de deux diesels à 50% qu'elle présente comme une contrainte d'exploitation absolue sans clairement indiquer que son action s'exerce sur le niveau de demande nette de la centrale. Qu'Hydro-Québec se serve de cette contrainte pour limiter la pénétration éolienne aux IDLM est irrecevable sur un plan strictement technique.

En donnant priorité au carburant gratuit, les perspectives de décarbonation des approvisionnements énergétiques débouchent naturellement sur des architectures offre-demande plus synergiques, plus coopératives, plus inclusives que permettent une décarbonation massive des besoins énergétiques de tous les secteurs. Placer ces synergies

[39] Démonstration du JEDHPSS faite en 1994 à l'IPÉ, R-3748-2010, C-RNCREQ-0015, avril 2011, section 1.3, pp 12 à 19 + historique de l'Annexe 1 pp. 48-52.

au coeur de l'exercice de planification des infrastructures énergétiques est le premier déterminant de la décarbonation des réseaux autonomes.

La demande de pointe des IDLM comme celle du réseau principal se produit en hiver. Au Québec, le cycle annuel des apports éoliens est parfaitement en phase avec celui de la demande d'électricité en raison de la prédominance du chauffage électrique. Cela signifie que la production éolienne hivernale contribue directement à effacer en temps réel une partie de la demande de chauffage associée aux conditions climatiques du moment et qu'elle exerce donc une rétroaction qui diminue la demande de chauffage résiduelle à fournir par d'autres moyens.

La production éolienne locale, couplée à des technologies d'utilisation efficace de l'électricité pour le chauffage, elles-mêmes pouvant être jumelées à des dispositifs de stockage thermique, permettent de hausser la pénétration des sources variables d'électricité verte dans l'approvisionnement de ces besoins énergétiques. Selon les projections qu'Hydro-Québec a fournies[40], les besoins de chauffage s'accroissant aux IDLM avec l'abandon du PUEÉ, cette synergie entre besoins, ressources énergétiques locales et technologies habilitantes permet d'optimiser le niveau de pénétration éolienne capable de couvrir ce type de besoins saisonniers.

Il s'agit donc pour le planificateur de maximiser les possibilités de voir les sources locales d'électricité verte participer massivement à la décarbonation des réseaux autonomes dans une planification moderne de l'équilibre offre-demande en considérant tous les secteurs d'activité des communautés et en utilisant les technologies habilitantes pour y parvenir, tant du côté de l'offre que de la demande.

4.2 Éoliennes en mer

À la demande 9.1 du ROEÉ[41] à Hydro-Québec portant sur la confirmation que le scénario S-10 « Production de cinq éoliennes en mer, jumelées à la centrale diesel existante » permettait au réseau actuel de CAM d'accueillir une forte capacité de production éolienne, HQ répond :

> « Le Distributeur confirme la compréhension de l'intervenant. Il estime effectivement qu'un tel scénario de jumelage éolien-diesel à haute pénétration serait techniquement réalisable. »

Par ailleurs, en réponse à une demande du RNCREQ[42], Hydro-Québec écrit avoir retenu un facteur d'utilisation (FU) moyen annuel de 54 % pour le scénario S-10. Un tel FU annuel

[40] B-0262 et B-0266, mai 2022.
[41] B-0263, p. 17-18.
[42] B-0261, p. 8.

est comparable à celui de la filière hydroélectrique en service au Québec pour le réseau principal du Québec.

Ce FU de 54% est significativement supérieur au facteur d'utilisation de la demande en énergie des IDLM prévue à l'horizon 2030 selon les différentes prévisions des besoins en énergie et en puissance aux IDLM provenant de diverses références déposés par Hydro-Québec depuis novembre 2020 qui indiquent selon les calculs du ROEÉ des valeurs de 0,49 (Tableau R-69.1.2 de B-0046, 4 mai 2020), 0,48 (chiffrier 13-HQD-12-11-01.xlsx de la pièce B-0262, 12 mai 2022) et 0,46 (chiffrier HQD-12-11-01.xlsx de la pièce B-0266, 12 mai 2022).

Les activités de déploiement de l'offshore éolien en cours sur la côte est des États-Unis et notamment celles décrites sur le Portail du New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA témoignent de la mise en place d'une infrastructure industrielle majeure autour de cette filière.

Le ROEÉ invite la Régie à reconnaître dans la qualité exceptionnelle de gisement éolien des IDLM l'importance pour HQ d'examiner de manière détaillée ce scénario S-10 en avant-projet dès maintenant en raison des perspectives majeures qu'il représente pour l'archipel des IDLM dans un horizon prévisible, y inclus par sa capacité à rencontrer les 4 critères d'évaluations retenus pour l'approvisionnement des IDLM.

5.0 PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE

Hydro-Québec prévoit la fin graduelle du Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) aux IDLM dans l'ensemble des scénarios, sauf celui du statu quo[43].

Selon le ROEÉ, cette stratégie représente une opportunité manquée d'utiliser le PUEÉ à la fois comme programme habilitant de gestion active de la demande en puissance pour l'ensemble des scénarios et comme vecteur d'accroissement d'un potentiel de décarbonation qu'offrent, à moindre coût, des scénarios alternatifs pour la consommation résiduelle d'énergie fossile de tous les secteurs aux IDLM.

Il est en effet souhaitable de modifier le PUEÉ afin de promouvoir l'installation de systèmes de chauffage électrique avec accumulateur de chaleur[44] qui permettraient d'emmagasiner de l'énergie éolienne présentement inutilisée pour la restituer au besoin plutôt que de faire appel à la centrale thermique.

Cette stratégie est présentement exploitée par la ville de Summerside à l'Île-du-Prince-Édouard. Le programme Heat-for-Less-Now[45] offre en effet un rabais tarifaire aux clients qui stockent sous forme de chaleur l'électricité éolienne autrement inutilisée. Ce programme a fait des adeptes à l'autre bout du pays[46].

Combiné au stockage électrique, le stockage thermique distribué permettrait de maximiser l'utilisation d'électricité éolienne qui serait autrement gaspillée, en plus d'offrir une mesure de déplacement de la charge d'une autonomie sans pareil.

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec d'intégrer dans sa planification une proposition de PUEÉ renouvelé, axé sur le chauffage électrique avec accumulateur de chaleur, et ce, quel que soit le scénario envisagé. (**Recommandation no. 5**)

[43] B-0204, page 11
[44] Accumulateur de chaleur, Hydro-Québec, site internet
[45] Heat for Less Now
[46] Summerside know-how helping Yukon stay warm

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

À la lumière de ce qui précède, le ROEÉ énonce les recommandations suivantes aux fins de l'étude par la Régie de la demande d'Hydro-Québec dans le cadre de la présente phase :

- **de considérer comme insuffisante les informations présentées pour justifier la stratégie privilégiée, à la lumière de l'information présentée par Hydro-Québec à ce jour et en regard des enjeux soulevés par le ROEÉ dans les prochaines sections de ce document. (Recommandation no.1)**
- **d'exiger l'application au plan d'approvisionnement pour les Îles-de-la-Madeleine d'une approche axée sur la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et une méthodologie privilégiant la gestion de la demande. (Recommandation no.2)**
- **de considérer, en plus des quatre critères de sélection, l'impact de la solution privilégiée sur l'équilibre offre-demande en réseau intégré. (Recommandation no.3)**
- **de prendre acte que le niveau des pertes du scénario raccordement serait de 27 GWh en 2030, plutôt que de 22,5 GWh selon le niveau de pertes qu'Hydro-Québec retient en mai 2022. (Recommandation no.4)**
- **d'ordonner à Hydro-Québec d'intégrer dans sa planification une proposition de PUEÉ renouvelé, axé sur le chauffage électrique avec accumulateur de chaleur, et ce, quel que soit le scénario envisagé.** (**Recommandation no.** 5)