

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1 RÉVISÉE DU ROÉÉ RELATIVE À LA DEMANDE
D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2016 D'HYDRO-QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3986-2016

RÉSEAU INTÉGRÉ

Prévision de la demande

1. **Référence :** (i) R-3986-2016, B-0006, par. 5 et 8.

Préambule :

- (i) « 5. Le Plan d'approvisionnement en réseau intégré se caractérise par une diminution marquée de la demande qui, conjuguée à une augmentation de l'offre, se traduit par des surplus énergétiques de 113 TWh, après déploiement des moyens de gestion, pour la période 2017-2026.

[...]

8. Par le biais de ses états d'avancement du Plan d'approvisionnement, le Distributeur suivra l'évolution des besoins des marchés québécois et, le cas échéant, réévaluera le déploiement des ressources en fonction de cette évolution, en conformité avec les stratégies énoncées au présent dossier. »

Demande :

- 1.1 Quels sont les moyens déployés par Hydro-Québec afin d'anticiper l'évolution des besoins plutôt que de suivre « l'évolution des besoins » et de revoir « le déploiement des ressources en fonction de cette évolution »?

2. **Référence :**
- (i) R-3986-2016, B-0006, p. 19;
 - (ii) R-3980-2016, A-0037 (M. David Murray), p. 220, lignes 13 à 25;
 - (iii) R-3980-2016, A-0044 (M. Hani Zayat), p. 217, lignes 20 à 25 et 218, lignes 1 à 6;
 - (iv) R-3980-2016, B-0072 (Réponses à la DDR no. 2 de la Régie), p. 35;
 - (v) R-3980-2016, B-0072 (Réponses à la DDR no. 2 de la Régie), p. 34;
 - (vi) R-3980-2016, B-0116 (Réponses à la DDR no. 5 de la Régie), p. 17;
 - (vii) R-3980-2016, B-0075 (Réponses à la DDR no. 1 de l'ACEFQ), p. 39.

Préambule :

- (i) « *L'entente avec TCE pour une contribution en puissance n'ayant pas été approuvée par la Régie, sa contribution n'est pas inscrite au bilan en puissance. Le Distributeur réévaluera plus finement, à la fin de l'hiver, l'impact du changement de comportement de la clientèle résidentielle sur les besoins en puissance avant de préciser la stratégie à adopter dans ce dossier.* »

- (ii) « *Et on a fait un sondage aussi, par une firme externe, pour nous permettre de comprendre d'où viennent les changements et si ces changements-là sont sérieux. Et de notre sondage, on voit qu'il y a eu, effectivement, une baisse des thermostats de deux point cinq degrés. Donc, dépendamment... c'est un peu la décision de voir l'hiver qui suit, de voir si c'est à travers nos initiatives que l'on continue à faire, est-ce que le Québécois va continuer à contrôler son thermostat? Ça va être à suivre et à voir après l'hiver, qui semble être un hiver un petit peu plus normal.* »

- (iii) « *Les éléments, vous pourrez les consulter dans le plan d'appro, mais c'est essentiellement les trois points dont j'ai parlé... dont j'ai parlé hier.* »

Donc, la prise en compte d'une pénétration plus importante de l'éclairage au DEL; un changement du comportement de chauffage des clients résidentiels; et un changement dans la structure de... de la construction de nouveaux parcs, du nouveau parc de logements. S'ajoutent à ça des changements dans le marché industriel dans une moindre mesure... »

- (iv) « *Le Distributeur tient toutefois à préciser que les changements de comportement sur les grands usages résidentiels (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, éclairage et climatisation) sont plus susceptibles d'avoir un impact significatif sur la prévision. Précisément, pour l'année témoin 2017, les changements de comportement possibles pourraient concerner, à titre d'exemple, le déploiement d'éclairage DEL, la diffusion du chauffage électrique (nouveaux abonnements ou marché existant), l'effritement de l'abaissement de la température de consigne ou l'évolution de la proportion des logements dans les mises en chantiers. Le Distributeur considère qu'il existe également un risque relatif aux autres usages, par exemple la transition vers l'utilisation des tablettes en remplacement des ordinateurs.* » [Nous soulignons.]

TABLEAU R-13.3 :
IMPACT EN GWH DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

- (v)
- (vi) « *Le Distributeur souligne qu'à la lumière des résultats du sondage cités au préambule (i), il demeure confiant que les clients résidentiels maintiennent à la baisse les températures de consigne.* »
- (vii) « *[Hydro-Québec] est membre du Energy Forecasting Group (Itron), lui donnant accès à des informations méthodologiques relatives à la prévision en énergie, en puissance et des revenus. HQ s'y informe des tendances prévues, par exemple sur les taux de diffusion et l'efficacité des équipements des secteurs résidentiel et commercial aux États-Unis.* »

Demandes :

2.1 Considérant qu'historiquement, les pointes de demande en puissance sont habituellement survenues au mois de janvier, est-ce qu'Hydro-Québec est en mesure d'indiquer si l'impact du changement de comportement de la clientèle résidentielle sur les besoins en puissance dont il est question en (i), (ii) et (iii) s'est poursuivi au cours de l'hiver 2016-2017?

2.1.1 Si oui, veuillez indiquer les impacts du changement de comportement de la clientèle résidentielle en fournissant, pour les mois de l'hiver 2016-2017 disponibles, le bilan des besoins en puissance et un tableau semblable à celui fourni en référence (v).

2.1.2 Sinon, veuillez nous indiquer le moment où vous aurez les données relatives aux besoins en puissance pour l'hiver 2016-2017.

2.2 À la lumière des réponses données aux questions 2.1, 2.1.1 et 2.1.2 et à la citation tirée de la référence (vi), est-ce que Hydro-Québec considère que les changements de comportement au niveau résidentiel (éclairage DEL, baisse de thermostat et nouveaux bâtiments moins énergivores) observés entre 2013 et 2015 s'annoncent permanents?

2.3 Veuillez indiquer quels sont les changements de comportement possibles identifiés pour l'année témoin 2017 en référence (iv) qui se sont avérés.

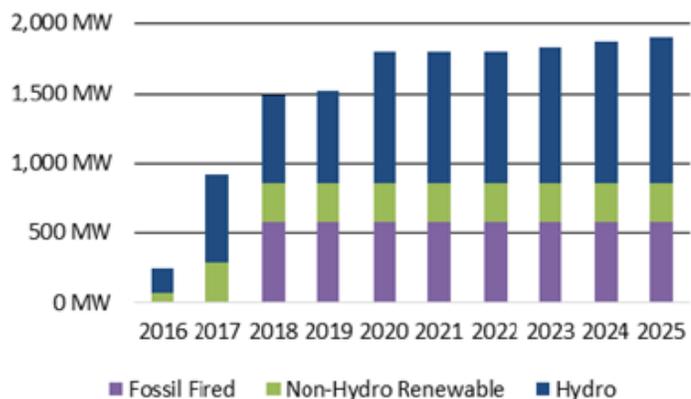
2.4 Quels sont les tendances prévues et les informations méthodologiques du Energy Forecasting Group (Itron) relatives aux différents changements de comportements possibles pour l'année témoin 2017 en référence (iv)? Veuillez fournir les documents à l'appui.

- 3. Références :** (i) <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/808232/usine-tce-becancour-gaz-metro-hydro-quebec-pdg-eric-martel-ccitr>;
- (ii) R-3986-2016, B-0006, p. 19;
- (iii) North American Electric Reliability Corporation, 2015 Long-Term Reliability Assessment :
<http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2015LTRA%20-%20Final%20Report.pdf>, p. 62.

Préambule :

- (i) « **TCE à Bécancour : Hydro-Québec pourrait réviser les prévisions pour la conversion de la centrale [...]** "Les gens reconnaissent la capacité de convertir cette centrale-là et le besoin, dit Éric Martel. Le seul bémol que j'émetts ce matin, c'est qu'en déposant notre rapport dans les prochaines semaines, vous allez voir qu'il y a une pression moins grande sur les besoins de puissance. On veut prendre l'hiver au complet et rasseoir nos bases de prévisions pour le futur", ajoute-t-il. [...] "Je ne veux pas investir dans quelque chose qu'on n'aura pas de besoin." »
- (ii) « L'entente avec TCE pour une contribution en puissance n'ayant pas été approuvée par la Régie, sa contribution n'est pas inscrite au bilan en puissance. Le Distributeur réévaluera plus finement, à la fin de l'hiver, l'impact du changement de comportement de la clientèle résidentielle sur les besoins en puissance avant de préciser la stratégie à adopter dans ce dossier. »

10-Year Peak Season Cumulative Generation Mix Change



(iii)

Demandes :

3.1 Est-ce qu'Hydro-Québec est en mesure de réviser ses prévisions pour la conversion de la centrale de TCE à Bécancour? Le cas échéant, veuillez préciser la nature de ses prévisions.

3.2 Veuillez indiquer combien la clientèle économise annuellement en frais fixes en n'ayant pas recours à la centrale de TCE à Bécancour en période de pointe.

3.3 Veuillez confirmer que l'ajout de puissance thermique à partir de 2018 en (iii) provient de la centrale thermique de Bécancour.

3.4 Est-ce que le tableau fourni en (iii) signifie qu'Hydro-Québec compte utiliser la centrale TCE en continu à partir de 2018?

3.4.1 Sinon, est-ce le tableau fourni en (iii) signifie que la conversion de l'utilisation à la pointe de la centrale TCE en déjà en cours?

3.5 Dans de tels cas, faudrait-il faire apparaître la contribution en puissance de la centrale TCE au bilan en puissance d'Hydro-Québec, y compris aux fins du présent plan d'approvisionnement? Veuillez élaborer.

4. Référence : (i) R-3986-2016, B-0006, p. 6, 9 et 10.

Préambule :

(i) « *Sur la période 2017-2026, la diminution cumulative des besoins en énergie se chiffre à 85 TWh. Cette diminution s'explique par une baisse des ventes, notamment aux secteurs Résidentiel et Industriel, et dans une moindre mesure, par une révision à la baisse du taux de pertes. En puissance, les besoins ont également diminué sur l'ensemble de la période, l'écart atteignant plus de 1 100 MW à l'hiver 2025-2026.*

[...]

L'écart des ventes au secteur Résidentiel s'explique principalement par des changements de comportements de la clientèle non anticipés et constatés en 2015. Le déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage

électrique des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé des nouveaux abonnements composent l'essentiel de ces changements.

[...]

À compter de l'hiver 2016-2017, les besoins en puissance sont aussi inférieurs à ceux du Plan d'approvisionnement 2014-2023. Les écarts sur l'horizon 2016-2017 à 2022-2023 se situent entre -325 MW et -1 097 MW. À l'hiver 2022-2023, l'écart de -1 097 MW s'explique essentiellement par une révision à la baisse de la demande au secteur Industriel (-792 MW). L'écart résiduel de -305 MW découle grandement de la révision à la baisse des ventes résidentielles, une conséquence des changements de comportements observés en 2015 et qui concernent des usages présents à la pointe d'hiver du Distributeur. »

Demandes :

4.1 Depuis le dépôt de sa preuve le 1^{er} novembre 2016, est-ce que Hydro-Québec a posé un diagnostic plus complet des lacunes de ses méthodes et de leurs applications qui ont eu pour effet de ne pas anticiper les changements de comportement de la clientèle résidentielle, et donc la baisse de la demande en énergie et en puissance?

4.1.1 Si oui, veuillez fournir ce diagnostic, documents à l'appui.

4.1.2 Sinon, pourquoi?

4.1.3 Sinon, quand et comment Hydro-Québec compte accomplir ce travail?

4.2 Lorsqu'Hydro-Québec mentionne « [l]e déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage électrique des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé des nouveaux abonnements composent l'essentiel de ces changements », elle semble simplement décrire les composantes de la baisse de la demande. Est-ce que la méthode de prévision d'Hydro-Québec permet de

prévoir des changements dans la consommation due aux changements sociaux et culturels tant fondamentaux que conjoncturels?

4.2.1 Si oui, comment y parvient-elle?

4.2.2 Sinon, pourquoi Hydro-Québec ne modifie pas sa méthode?

RÉSEAUX AUTONOMES

Conversion des Îles-de-la-Madeleine

5. **Références :**
- (i) R-3986-2016, B-0010, p. 10;
 - (ii) <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie/ressources/201005/11/01-4279162-iles-de-la-madeleine-vers-la-fin-du-mazout.php>;
 - (iii) <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/812753/gaspesie-energie-eolienne-pointe-aux-loup>;
 - (iv) Hydro-Québec : Document d'appel de propositions A/P 2015-01 :
<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequibecois/ap-/pdf/ap-2015-01-addenda-3.pdf>;
 - (v) Hydro-Québec : Appel d'offres A/O 2015-01 : Puissance garantie et énergie associée :
<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequibecois/ao-201501/>;
 - (vi) <http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201609/02/01-5016784-mines-seleine-tentee-par-lenergie-eolienne.php>;
 - (vii) <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/804416/iles-madeleine-projet-eolien-tuglig>;
 - (viii) http://savoirs.usherbrooke.ca/bitstream/handle/11143/9440/Mainqueneau_Benjamin_MSc_2016.pdf?sequence=1;
 - (ix) http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/374/DocPrj/R-3972-2016-C-HQD-0004-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf.

Préambule :

(i) « 4. *CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES*

Dans l'optique de réduire les coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale, le Distributeur vise à convertir l'ensemble des réseaux, totalement ou partiellement, à d'autres sources d'énergie. Pour ce faire, le Distributeur a mis en place un nouveau processus d'affaires en lançant des appels de propositions, l'objectif étant de solliciter le marché privé afin que des solutions plus économiques que le mode de production actuel soient proposées. Ce nouveau processus, ainsi qu'un calendrier préliminaire, ont été présentés dans le cadre du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec¹.

Le processus d'appels de propositions prend en compte les opportunités et les caractéristiques associées à chacun des réseaux, de même que les besoins de chaque communauté en vue de choisir les technologies les mieux adaptées. Un nouveau calendrier a d'ailleurs été mis à jour pour tenir compte des caractéristiques du marché.

Quant aux promoteurs qui répondront aux appels de propositions, ils devront satisfaire tant aux exigences du milieu local qu'à celles du Distributeur. Les exigences du milieu local portent notamment sur la localisation géographique, le type de partenariat, les retombées locales ainsi que sur l'acceptabilité sociale. Le Distributeur, quant à lui, établit les exigences concernant principalement les coûts des approvisionnements ainsi que les considérations techniques et financières.

4.1. Îles-de-la-Madeleine

En octobre 2015, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel de propositions visant un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW au réseau des Îles-de-la-Madeleine. La mise en service des éoliennes est prévue à l'horizon 2020.

De plus, dans l'optique de poursuivre la conversion des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur a entamé deux processus en parallèle.

D'une part, le Distributeur a lancé en 2016 une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec. Cet avant-projet a pour but de préciser le niveau des investissements qui serait requis pour réaliser un tel projet,

lequel consisterait à relier deux circuits de câbles sous-marins à des postes convertisseurs qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules.

D'autre part, le Distributeur prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet effet, une table d'échange, regroupant le Distributeur et des acteurs de la municipalité, a été mise en place dans le but de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo. Ces échanges débuteront en novembre 2016 et s'échelonneront jusqu'à la fin de 2017.

Durant cette période, la première étape de l'avant-projet de raccordement se poursuivra et devrait se terminer à l'automne 2017. Si les résultats sont concluants, le Distributeur débutera les travaux de la seconde étape.

Au terme de ces deux démarches, prévu à la fin de 2018, le Distributeur retiendra la meilleure source d'alimentation électrique sur les plans économique, environnemental et sociétal. »

(ii) « **Îles-de-la-Madeleine : vers la fin du mazout**

(Montréal) Après bien des tergiversations et quelques tentatives malheureuses, le vent omniprésent des Îles-de-la-Madeleine servira enfin à produire de l'électricité et à réduire la dépendance de l'archipel au mazout.

Les quelques éoliennes qui y seront installées ne permettront pas aux Madelinots de se passer complètement de leur centrale thermique, mais, à plus long terme, l'utilisation du mazout tire à sa fin aux Îles. Hydro-Québec envisage en effet de relier les îles au continent par un lien sous-marin.

«L'option du câble sous-marin est une des options à l'étude», confirme le porte-parole d'Hydro-Québec, Louis-Olivier Batty.

Ce lien sous-marin aurait pu relier les Îles-de-la-Madeleine et le Nouveau-Brunswick, si Hydro-Québec avait réussi à acheter NB Énergie. Cette transaction a échoué, mais les discussions en cours entre Hydro-Québec et l'Île-du-Prince-Édouard gardent cette option ouverte.

Si Hydro conclut une entente d'approvisionnement avec l'Île-du-Prince-Édouard, qui est encore plus près des Îles que le Nouveau-Brunswick, le lien sous-marin serait plus court et donc moins coûteux à réaliser.

Ce n'est pas pour demain, prévient toutefois le maire des Îles-de-la-Madeleine, Joël Arseneau. Hydro-Québec a en effet indiqué qu'il faudrait de huit à dix ans pour déployer, tester et exploiter un câble sous-marin, si cette solution est retenue. [...] » [Nous soulignons.]

- (iii) « La Régie intermunicipale d'énergie Gaspésie-les-Îles a obtenu l'autorisation du ministère de l'Environnement d'installer un mât de 60 mètres de hauteur pour mesurer la force du vent sur le site choisi pour l'implantation des éoliennes. Cette opération coûtera 400 000 \$ à la Régie.

Le maire de la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine, Jonathan Lapierre, a obtenu la garantie d'Hydro-Québec que la société d'État remboursera ces frais advenant une annulation du projet. C'est, estime le maire, une garantie, au cas où Hydro-Québec reculait avec le projet ou décidait de ne retenir aucune des propositions.

Une caractérisation des sols où seront implantées les éoliennes sera aussi effectuée. « On sait qu'il y a du sable, poursuit le maire, le sable est jusqu'à quelle profondeur? Ensuite, est-ce que c'est du galet, de l'argile, du grès? Il faut définir avec précision quel type de sol on va retrouver dans ce secteur. »

Toutes les données recueillies viendront influencer les prix de l'appel d'offres, explique le maire.

L'appel de propositions d'Hydro-Québec pour la création d'un parc d'éoliennes de 6 mégawatts sur la dune du Nord entre Pointe-aux-Loups et Grosse-Île est toujours en cours.

Les Madelinots seront consultés l'hiver prochain, selon le cheminement du projet.

Le maire Lapierre demeure optimiste que le ministre de l'Environnement autorisera une dérogation pour que les éoliennes soient implantées malgré la présence d'une plante rare et menacée, le corème de Conrad.

Les éoliennes devraient être installées en 2018. » (Nous soulignons)

- (iv) « Document d'appel de propositions A/P 2015-01 ÉLECTRICITÉ PRODUITE À PARTIR D'UN PARC ÉOLIEN SITUÉ AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE, ADDENDA No 3, Date d'émission: 24 JANVIER 2017 »
- (v) « Appel d'offres A/O 2015-01 : Puissance garantie et énergie associée »
- (vi) « **Mines Seleine tentée par l'énergie éolienne**

(Carleton) La firme Tugliq et Sel Windsor discutent de la possibilité d'ériger des tours éoliennes d'une capacité de six mégawatts sur le terrain de Mines Seleine, aux Îles-de-la-Madeleine. Cette filiale de Sel Windsor veut ainsi améliorer son bilan énergétique.

Le projet nécessitera le concours d'Hydro-Québec, comme acheteur d'électricité de source éolienne. Le parc éolien appartiendrait à Tugliq. Mines Seleine fournirait l'espace pour loger les éoliennes.

«La compagnie a des objectifs d'amélioration de son bilan énergétique. À Mines Seleine, il y a beaucoup de vent [...] Acheter de l'énergie éolienne fait partie de notre stratégie de développement durable. Pour Hydro-Québec, c'est une occasion d'acheter une énergie moins coûteuse. Pour Sel Windsor, le bénéfice ne se situe pas là [l'argent]. Étant donné que l'électricité aux Îles est produite en consommant du mazout, et que nous sommes le plus gros consommateur d'électricité de l'archipel, nous voulons utiliser une énergie plus propre», explique Jean-Baptiste Dromer, porte-parole de Sel Windsor.

Les appels d'offres des derniers parcs éoliens ont débouché sur des prix de 6,3 à 6,4 ¢ par kilowatts, soit de trois à quatre fois moins cher que le coût de production de l'électricité de la centrale au mazout de l'archipel.

M. Dromer rappelle toutefois qu'Hydro-Québec facture aux Madelinots le même prix qu'à tous les Québécois, et qu'il ne sera pas possible pour Sel Windsor d'acheter son électricité directement de Tugliq. Le système de distribution d'Hydro-Québec n'est pour le moment pas compatible avec cette façon de fonctionner.

Hydro-Québec a lancé dernièrement un appel d'offres pour acheter six mégawatts d'électricité de source éolienne aux Îles-de-la-Madeleine pour réduire la pollution découlant du mazout.

Malgré la puissance des vents dans l'archipel, la localisation d'un parc éolien y a longtemps été une question délicate, notamment en raison des paysages et du bruit. Les installations de Mines Seleine sont localisées dans un secteur assez isolé de Grosse-Île.

Laurent Abbatiello, de Tugliq, évalue que l'emplacement de la mine de sel favorise le projet présenté à Sel Windsor par sa firme.

«Nous sommes convaincus que c'est une forme d'énergie propre qui sera retenue. Toutes les personnes à qui nous en avons parlé jusqu'à maintenant sont d'accord», dit-il.

Le maire contrarié

Le maire de la Communauté maritime de l'archipel, Jonathan Lapierre, précise toutefois que «Tugliq manque à ses devoirs» jusqu'à maintenant.

«Ils ne sont pas venus nous voir», dit-il en parlant des administrateurs de Tugliq. «Nous n'avons pas de documents, pas de montage financier, pas de renseignements à propos des redevances. Nous ne savons pas s'il tient compte de notre schéma d'aménagement du territoire. Nous voulons développer le projet venant de l'appel d'offres d'Hydro-Québec en collaboration avec la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Le projet de Tugliq n'a pas de lien avec la Régie. C'est un tout autre projet», lance d'un trait le maire Lapierre, manifestement contrarié.

La Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, formée par la plupart des municipalités de cette région, a déjà investi dans trois parcs éoliens, avec des partenaires privés. Les municipalités en retirent des profits.

Tugliq a déjà établi une production éolienne à la mine Raglan, dans le nord du Québec. La firme est aussi connue pour son engagement dans l'exploration gazière du puits Bourque, près de Murdochville, en Gaspésie.

M. Abbatiello ne divulgue aucune information quant à la valeur de l'investissement projeté aux Îles si Tugliq est tout de même choisie par Hydro-Québec. Il est généralement admis qu'il faut compter environ 3 millions \$ d'investissement par mégawatt installé. »

(vii) « *Éolien aux Îles : Hydro-Québec n'a reçu aucun projet de Tugliq*

Hydro-Québec n'a reçu aucun projet de parc éolien de l'entreprise Tugliq pour les Îles-de-la-Madeleine. Tugliq indiquait plus tôt cette année qu'il avait l'intention d'ériger des éoliennes sur le terrain de Mines Seleines, pour vendre son électricité à la société d'État.

Tugliq n'a pas été joint pour expliquer pourquoi son projet n'avait pas été déposé.

Selon le porte-parole de la société d'État, Marc-Antoine Pouliot, Hydro-Québec souhaite se concentrer surtout sur l'appel de propositions pour le projet qui sera installé sur la dune du Nord.

Marc-Antoine Pouliot précise qu'Hydro-Québec a un seul partenaire pour ce projet, soit la Régie intermunicipale de l'énergie de la Gaspésie et des Îles. En fait, selon le porte-parole, si l'entreprise Tugliq n'a pas l'intention d'ériger ses éoliennes sur le site désigné par la municipalité, elle ne pourra pas vendre son électricité à Hydro-Québec.

Les entreprises intéressées par le projet en cours ont jusqu'au 12 avril 2017 pour présenter un projet qui devra être érigé sur le site visé par le partenaire de la société d'État.

Plus tôt cet été, le ministère de l'Environnement a déposé un avis favorable à l'implantation du parc sur ce site malgré la présence d'une plante protégée, le corème de Conrad. Le projet, lorsqu'il sera défini pourrait être soumis, si la demande est déposée, au processus d'analyse du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Une autre proposition

Hydro-Québec pourrait par la suite lancer un deuxième appel de proposition en 2019 pour voir à remplacer la centrale thermique des Îles dont la vie utile se terminera en 2035. « Ça va être de réactualiser, explique Marc-Antoine Pouliot, les informations qu'on possède sur le scénario de raccordement des Îles par câble sous-marin. On souhaite mieux connaître les coûts hypothétiques pour ce scénario pour comparer les coûts de raccordement par câble sous-marin aux coûts d'alimentation actuelle de la centrale thermique aux coûts d'une énergie renouvelable par exemple. »

Lors de sa visite aux Îles en juillet, le PDG d'Hydro-Québec, Éric Martel, avait indiqué que la sauvegarde des 90 emplois de la centrale thermique des Îles serait un élément important de la décision définitive sur le maintien ou le remplacement de la centrale thermique.» [Nous soulignons.]

- (viii) « *Analyse multicritère pour l'implantation d'éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine, Benjamin Maingueneau, Avril 2016.* »
- (ix) « *Avis de la régie de l'énergie sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, Rapport d'Hydro-Québec Distribution, page 63.*

À l'instar des systèmes solaires PV, la technologie de stockage d'énergie évolue rapidement alors que les coûts diminuent annuellement. L'avènement des véhicules électriques propulse le développement de batteries et tous les grands constructeurs automobiles s'impliquent. Le marché du stockage d'énergie au niveau résidentiel est en plein essor. Des systèmes de stockage d'énergie de grande capacité destinés aux réseaux électriques sont également développés pour faciliter l'intégration de la production d'énergie éolienne et solaire en équilibrant les charges du réseau et en répondant aux besoins de pointe. » (Nous soulignons)

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer comment la puissance installée de 6 MW de l'appel de proposition concernant le bloc d'énergie éolienne en (i) a été déterminé.

5.2 Veuillez indiquer qui sont les acteurs de la municipalité avec la Table d'échanges dont il est question en (i).

5.3 Veuillez indiquer quelle est la demande minimale en puissance requise aux Îles-de-la-Madeleine (IDM) en été.

5.4 Veuillez indiquer quel est le pourcentage de l'énergie consommée par la mine Seleine sur l'ensemble de la consommation d'énergie aux IDM.

5.5 Veuillez indiquer quel pourcentage des besoins en puissance représentent les activités de la mine Seleine en été et en hiver sur les besoins en puissance totaux des IDM.

5.6 Veuillez indiquer à combien se chiffrait l'estimation des coûts du câble sous-marin dont il est question en (ii) et en (vii).

5.7 Veuillez indiquer si l'étude d'avant-projet dont il est question en (i) considère aussi la possibilité de relier les IDM à l'Île-du-Prince-Édouard.

5.8 Veuillez indiquer si l'étude d'avant-projet dont il est question en (i) inclut l'évaluation de l'impact sur les besoins en puissance et en énergie du réseau intégré.

5.9 À la référence (i), Hydro-Québec mentionne qu'elle a lancé en 2016 une étude d'avant-projet pour le raccordement des IDM. Est-ce que Hydro-Québec a l'intention de lancer des études d'avant-projet pour les autres solutions potentielles de conversion des IDM (éoliennes, conversion de la centrale thermique à d'autres combustibles, stockage d'énergie) avant d'avancer dans le cheminement du projet de raccordement des IDM au réseau intégré. Veuillez élaborer.

5.10 À la référence (i), Hydro-Québec mentionne que les promoteurs qui répondront aux appels de proposition « devront satisfaire [...] aux exigences du milieu local [portant] [...] notamment sur la localisation géographique, le type de partenariat, les retombées locales ainsi que sur l'acceptabilité sociale ». Comment les exigences du milieu local seront-elles mesurées par Hydro-Québec? Veuillez fournir le cas échéant la liste des critères permettant d'évaluer les exigences du milieu local.

5.11 À la référence (i), Hydro-Québec indique qu'elle désire « évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse ». Quelle devrait être la nature de cette solution alternative selon Hydro-Québec (géothermie, marée motrice, biomasse, etc.)?

5.12 Veuillez confirmer qu'il faudrait de huit à dix ans pour déployer, tester et exploiter un câble sous-marin tel qu'indiqué en (ii).

5.13 Compte tenu qu'en date du 14 février 2017, le mât de mesurage du vent dont il est question en (iii) n'avait toujours pas été érigé, est-ce qu'Hydro-Québec considère reporter à nouveau la date de dépôt des soumissions du 11 octobre 2017 afin de permettre aux soumissionnaires de disposer des analyses et études requises pour préparer leur soumission?

5.14 Est-ce qu'Hydro-Québec convient que les deux projets d'éoliennes ne sont pas mutuellement exclusifs?

5.15 Est-ce qu'Hydro-Québec convient qu'advenant un règlement du gouvernement qui fixerait la capacité maximale de production des centrales éoliennes, le projet d'éolienne de Mines Seleine serait réalisable sous l'angle de l'article 74.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie?

5.16 Hydro-Québec a-t-elle pris connaissance de l'analyse multicritère pour l'implantation d'éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine dont il est question à la référence (viii)?

5.17 Est-ce que Hydro-Québec établit une différence entre un appel d'offres et un appel de propositions (références iv et v)?

5.17.1 Si oui, veuillez expliquer les différences existant entre un appel d'offres et un appel de propositions.

5.17.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec utilise deux expressions différentes pour décrire le même concept.

5.18 Hydro-Québec exclut-elle le stockage d'électricité de son appel de propositions A/P 2015-01 (références iv et ix)?

Stratégie d'approvisionnement

Mesurage net

- 6. Références :** (i) R-3864-2013, HQD-4, Document 1.2, p. 4;
et réponses aux questions 20.1 et 20.2;
- (ii) Hydro-Québec, Plan stratégique 2016-2020, p. 24
- (iii) <http://www.journaldequebec.com/2017/01/19/hydro-lorgne-lenergie-solaire>.

Préambule :

- (i) « **20. Références :** (i) Pièce C-GRAME-0012, p. 8, 42 et 45;
(ii) Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 38.

Préambule :

- (i) « Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de réviser l'option de mesurage net pour l'adapter aux

cas des réseaux autonomes, et cela, lors du prochain dossier tarifaire, puisque ce sera le forum approprié pour en faire la révision. »

Il précise à la page 8 que : « [...] l'option de mesurage net [actuellement proposée] n'est pas adaptée pour favoriser l'émergence de la prise en main par les communautés d'une production énergétique décentralisée. Pour être adaptée à ces réseaux, cette option doit être ajustée pour tenir compte du coût évité du Distributeur pour les quantités effacées par le client. De plus, pour les kWh mis à la disposition du Distributeur, le prix doit être évalué. »

À la page 45, le GRAME indique que « l'élaboration d'une méthode précise pour fixer un tel coût de remplacement diesel est nécessaire afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables. »

(ii) En lien avec le déploiement du photovoltaïque en réseaux autonomes, SÉ/AQLPA écrit :

« Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre une proposition de mise à jour de la réglementation du net metering applicables aux réseaux autonomes où il devient impératif de lever les obstacles à des solutions innovatrices.»

Demandes :

20.1 Veuillez élaborer sur le potentiel d'une option de mesurage net ajustée pour tenir compte des coûts évités du Distributeur dans les réseaux autonomes.

Réponse :

Les modalités tarifaires de l'option de mesurage net visent à faciliter l'autoproduction par la clientèle et non à acquérir de nouveaux approvisionnements par le Distributeur. Conséquemment, elles ont pour prémisses que l'autoproduction sert à combler, en totalité ou en partie, les besoins du client et non à vendre des surplus de production. Il faut rappeler que de façon générale, il n'existe pas de rentabilité évidente à la mise en place d'installations d'autoproduction chez les clients raccordés au réseau du Distributeur. Le Distributeur mesure l'électricité injectée sur le réseau (production excédentaire), de même que celle livrée au client (consommation au-delà de la production), et les surplus constatés dans une période de consommation sont accumulés dans une banque de surplus dont le solde peut être utilisé pour compenser la consommation sur une période de 24 mois. Chez les clients actuels, le Distributeur n'a constaté que de faibles surplus occasionnels. Toutefois, il n'y a jamais eu

jusqu'à présent de solde positif de la banque de surplus au terme du délai de 24 mois.

Cette situation s'explique par le fait que les clients ont d'ordinaire des installations qui ne répondent que partiellement à leurs besoins. Dans le cas du photovoltaïque, l'espace disponible est souvent insuffisant pour permettre d'installer la capacité requise pour combler tous les besoins. Dans le cas de l'éolien, l'électricité produite est généralement inférieure à la consommation à cause du faible facteur d'utilisation des installations.

20.2 Veuillez élaborer sur la possibilité et le potentiel, dans les réseaux autonomes, d'élargir l'option de mesurage net de façon à pouvoir créditer l'énergie produite en excès de la consommation annuelle du client.

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.1. Même sur une base annuelle, le Distributeur ne constate actuellement aucun surplus. » [Les caractères gras sont du texte original.]

- (ii) « *Améliorer le service offert aux autoproducteurs résidentiels d'énergie renouvelable qui se prévalent de l'option de mesurage net et envisager la possibilité de bonifier les modalités associées à cette option.* »
- (iii) « *Hydro-Québec envisage de se lancer dans l'énergie solaire pour construire des toits photovoltaïques au Québec, révèle le PDG de la société d'État lors d'une entrevue avec le Journal.*

« Si c'est rentable, Hydro-Québec pourrait considérer créer une business pour faire du solaire. Ça veut-tu dire qu'on veut réinventer la roue? Non. On pourrait faire l'acquisition d'une boîte qui en fait déjà ailleurs pour venir s'implanter au Québec. Ça peut aussi être un partenariat. Mais on est en train de s'interroger », affirme le grand patron d'Hydro-Québec, Éric Martel, lors d'un entretien en marge du forum économique de Davos, où il rencontrait des PDG du secteur de l'énergie.

Ce dernier souligne qu'il y a à peine un an et demi, plusieurs croyaient que ce type de technologie ne serait pas utile au Québec étant donné les bas coûts de l'électricité. « Ça se développe tellement vite que ça devient réaliste de l'envisager », soutient-il.

Les analystes de l'entreprise soutiennent que le modèle d'autoproduction, soit des demeures qui produisent autant d'énergie qu'elles n'en

consomment, pourrait arriver au Québec d'ici 2025 et risque de changer la donne dans le secteur de l'énergie.

[...] »

Demandes :

6.1 Hydro-Québec convient-elle que l'autoproduction d'électricité par ses clients en réseaux autonomes constitue un approvisionnement qui sert à combler, en totalité ou en partie, les besoins du client, préférable à la production thermique d'électricité, et que conséquemment, la question de l'existence de surplus de production n'est pas pertinente aux réseaux autonomes?

6.2 Veuillez indiquer en quoi pourrait consister une bonification des modalités associées à l'option de mesurage net en réseaux autonomes tel qu'il en est question en (ii).

6.3 Est-ce qu'Hydro-Québec considère elle-même la possibilité d'investir dans la production photovoltaïque distribuée en réseaux autonomes tel que le suggère le président d'Hydro-Québec en (iii)?

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

- 7. Références :** (i) R-3986-2016, B-0011, p. 87;
(ii) R-3748-2010, B-0026, p. 6 et 7.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3E-3 :
IMPACTS DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Îles-de-la-Madeleine												
Économies d'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		12,3	14,8	16,0	17,1	18,3	19,4	20,5	21,7	22,8	23,9	25,1
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		3,3	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	
Utilisation efficace de l'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		39,2	39,2	39,3	39,5	39,7	39,7	39,8	39,9	40,1	40,0	39,9
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		13,8	13,9	13,9	14,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,2	14,2	
Nunavik												
Économies d'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		3,7	8,6	8,9	9,2	9,5	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		1,2	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	
Utilisation efficace de l'énergie ² :												
Besoins en énergie (GWh)		173,7	177,6	182,6	187,8	193,6	198,2	203,3	208,3	213,9	218,0	222,7
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		48,6	49,7	51,1	52,5	54,2	55,4	56,9	58,3	59,8	61,0	
Basse-Côte-Nord												
Économies d'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		0,8	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	2,0	2,2	2,4	2,5	2,7
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	
Utilisation efficace de l'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Schefferville												
Économies d'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		0,9	0,9	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,4
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	
Utilisation efficace de l'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Haute-Mauricie												
Économies d'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	
Utilisation efficace de l'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,8	11,0	11,1	11,3
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	
Réseaux autonomes												
Économies d'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		18,3	26,2	28,1	29,9	31,8	33,6	35,4	37,3	39,1	41,0	42,8
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		5,2	6,3	6,7	7,2	7,6	8,0	8,5	8,9	9,4	9,8	
Utilisation efficace de l'énergie:												
Besoins en énergie (GWh)		223,5	227,6	232,9	238,4	244,8	249,5	254,9	260,1	266,1	270,2	275,0
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹		66,2	67,4	68,9	70,5	72,3	73,6	75,1	76,6	78,3	79,5	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

2. L'économie est attribuable majoritairement à la tarification dissuasive.

(ii) « **30.** **Références :** (i) Pièce B-0006, page 11;

(ii) Pièce B-0006, page 12.

Préambule :

(i) « Au nord du 53e parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de l'électricité aux besoins de base. Ce tarif favorise le maintien du mazout comme source d'énergie pour le chauffage

des locaux et de l'eau. Au sud du 53e parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que pour le réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale. »

- (ii) « *Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout. [...] Au cours de la prochaine année, le PUEÉ – Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une réflexion sur les moyens possibles pour consolider le taux d'adhésion au mazout, particulièrement chez la clientèle affaires. »*

Demandes :

30.1 *Veillez préciser si le Distributeur a comme objectif d'essayer de convertir au mazout les 15 % de la clientèle des Îles-de-la-Madeleine qui pourraient potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage électrique. Veuillez élaborer.*

Réponse :

Le potentiel de 15 % représente la portion des clients TAE qui ne sont pas résolument fermés à une conversion potentielle de leur système de chauffage au mazout. Le Distributeur ne s'est toutefois pas fixé d'objectif quant à leur conversion possible au mazout. Voir également la réponse à la question 31.2.

Même si ces clients ne se sont pas montrés fermés à la conversion, ils sont peu nombreux dans les faits à se prévaloir de l'offre du Distributeur (appuis financiers à la conversion, compensation pour le prix du mazout et entretien/dépannage sans frais), d'autres facteurs semblant atténuer leur intérêt, tels les coûts de l'énergie, les besoins en entretien, l'espace requis et le bruit.

Le Distributeur est à finaliser sa réflexion sur la pertinence de bonifier son PUEÉ, notamment pour la clientèle affaires. Cette

bonification pourrait se traduire par une augmentation de la compensation versée pour le mazout, une offre pour l'accès à un service d'entretien et de dépannage, et la possibilité de bénéficier d'un appui financier lors de l'acquisition d'un système de chauffage au mazout.

Enfin, le Distributeur prend acte de la décision de la Régie relativement au PGEÉ en réseaux autonomes (D-2011-028, paragraphes 501-505). Il entamera sous peu une nouvelle analyse du PTÉ de l'efficacité énergétique en réseaux autonomes.» [Les caractères gras proviennent du document original.]

Demande :

7.1 Que doit-on comprendre du fait que les impacts du PUEÉ aux IDM n'augmentent pratiquement pas au cours des 10 prochaines années? Veuillez élaborer.

7.2 Que compte faire Hydro-Québec avec les 15 % de la clientèle des Îles-de-la-Madeleine qui pourraient potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage électrique? Veuillez élaborer.

Économies d'énergie

- 8. Références :**
- (i) R-3986-2016, B-0011, p. 25 et 87;
 - (ii) R-3854-2013, B-0038, p. 10, potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes;
 - (iii) R-3986-2016, B-0010, p. 5.

Préambule :

- (i) B-0011, p. 25 :

TABLEAU 2B-1 :
HISTORIQUE DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Nombre d'abonnements	7 101	7 181	7 278	7 371	7 434	7 484	7 524	7 561	7 577	7 567
<i>dont résidentiel et agricole</i>	6 152	6 236	6 338	6 432	6 499	6 549	6 593	6 635	6 660	6 664
Ventes (GWh)	155,49	161,77	162,21	167,02	158,92	167,05	166,35	169,32	175,34	177,21
<i>dont résidentiel et agricole</i>	82,54	89,16	89,52	93,59	88,16	92,95	93,12	99,54	99,51	100,66
<i>Pertes, consommation des centrales et usage interne</i>	23,69	22,89	20,83	18,73	19,98	22,86	21,37	22,91	22,69	22,14
Besoins en énergie (GWh)	179,18	184,67	183,04	185,75	178,90	189,91	187,72	192,23	198,03	199,35
En MW	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16
Besoins en puissance à la pointe	37,75	39,23	40,20	39,21	39,76	38,88	42,06	41,94	41,64	40,98
Puissance installée	68,23	68,23	68,23	68,15	68,15	68,15	68,19	68,19	68,19	68,19

(i) B-0011, p. 87 :

TABLEAU 3E-3 :
IMPACTS DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Îles-de-la-Madeleine												
<i>Économies d'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>		12,3	14,8	16,0	17,1	18,3	19,4	20,5	21,7	22,8	23,9	25,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>		3,3	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	
<i>Utilisation efficace de l'énergie:</i>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>		39,2	39,2	39,3	39,5	39,7	39,7	39,8	39,9	40,1	40,0	39,9
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹</i>		13,8	13,9	13,9	14,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,2	14,2	

(ii)

Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Eclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	965	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
TOTAL	37 950	15 214	8 184	5 684	3 315	70 347	100%
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

Le PTÉ d'économie de mazout se retrouve essentiellement dans le chauffage des locaux et de l'eau. Par ailleurs, près de 60 % du PTÉ du chauffage des locaux est au Nunavik en raison de la prédominance du chauffage au mazout.

Tableau 2 – PTÉ d'économie de mazout par usage – Horizon 5 ans (en MWh équivalent)

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	24 386	38 808	293	504	3 593	67 584	81%
Eau chaude	5 434	9 454	109	0	990	15 987	19%
Industriel/force motrice, autres	368	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	368	0%
TOTAL	30 188	48 262	402	504	4 583	83 939	100%
en % du PTE Total	36%	57%	0%	1%	5%	100%	

(iii) « La stratégie d'intervention d'Hydro-Québec dans les réseaux autonomes consiste à « réduire les coûts d'approvisionnement des centrales thermiques tout en diminuant autant que possible leur empreinte environnementale » en agissant « d'abord sur la demande en mettant de l'avant les interventions en efficacité énergétique et, ensuite, à procéder à des ajouts de capacités supplémentaires lorsque nécessaire. »

Demande :

8.1 Considérant qu'il est rentable d'économiser annuellement 23% de la consommation d'électricité et 36% de la consommation de mazout aux IDM tel qu'indiqué en (ii), veuillez concilier le faible niveau de croissance des impacts en efficacité énergétique constaté en (i) avec le fait qu'Hydro-Québec affirme prioriser des actions en efficacité énergétique en (iii).

Approvisionnements

9. Référence : (i) R-3986-2016, B-0011, p. 81.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3D-1 :
 APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT

Centrales	Type de carburant	Fournisseur	Échéance du contrat	Options de renouvellement
Centrale de Cap-aux-Meules	Mazout lourd Diesel léger	Kildair Service LTEE Highlands Fuels Delivery G.P.	28 février 2013 31 décembre 2013	Quatre options d'une année Trois options d'une année
Centrale de L'Île-d'Entrée	Diesel léger	Highlands Fuels Delivery G.P.	31 août 2017	Deux options d'une année
Centrales du Nunavik Kuujuuaq, Quaqtoq et Kangiqsualujjuaq les autres centrales	Diesel artic Diesel artic	FCNQ, PETRO INC. FCNQ	31 août 2012 31 août 2007	Une option de cinq années Deux options de cinq années
Centrales de la Basse-Côte-Nord	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	30 juin 2019	Deux options d'une année
Centrale de Port-Menier	Diesel léger	Énergie Valéro	30 juin 2017	Deux options d'une année
Centrale de Clova	Diesel léger	Les Huiles H.L.H. LTEE	31 mars 2018	Deux options d'une année
Centrale d'Obedjiwan	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	31 décembre 2017	Deux options d'une année

Demande :

9.1 Veuillez indiquer ce qui arrive des contrats pour la centrale de Cap-aux-Meules qui sont échus respectivement depuis le 28 février 2013 (Kildair Service LTÉE) et depuis le 31 décembre 2013 (Highlands Fuels Delivery G.P.). Dans votre réponse, veuillez indiquer quelles options de renouvellement ont été choisies en fournissant les informations caractéristiques relatives à celles-ci.

10. Référence : (i) R-3986-2016, B-0011, p. 86.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3E-2 :
PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2016

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Contribution du client	Entretien et dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	Îles-de-la-Madeleine	Résidentiel	Mazout	30 % - 45,54 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500 \$ \$: 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m ³ - 4 500 \$	max : 4 000 \$ \$: 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m ³	Aucun prix plafond CE : 1 000 \$ 20\$/m ³ - 5 000 \$
			Propane	30 % - 38,78 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500 \$ \$: 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16 \$/m ³ - 4 500 \$	max : 4 000 \$ \$: 1 000 \$ CE : 1 000 \$ 16\$/m ³	Aucun prix plafond CE : 1 000 \$ 20 \$/m ³ - 5 000 \$
		Affaires	Mazout	10 % - 65,54 ¢/litre	90 % des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Système : 10 ¢/kWh Réservoir : 5 ¢/kWh Max. 50% CT	Système : 25 ¢/kWh Max. 90 % CT	Système : 25 ¢/kWh Max. 90 % CT	Système : 20 ¢/kWh Max. 75 % CT

Demande :

10.1 Veuillez compléter le tableau 3E-2 en incluant les caractéristiques du PUEÉ en vigueur au 1^{er} avril 2016 pour le propane auprès de la clientèle Affaires aux IDM.