

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC (LE DISTRIBUTEUR) SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

GESTION DES RISQUES

1. **Référence :** Pièce [B-0009](#), p. 61.

Préambule :

« 1. RISQUES LIÉS AUX FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE

[...] Par ailleurs, le Distributeur reste vigilant quant aux changements structurels que pourrait engendrer l'émergence de nouvelles technologies sur les approvisionnements, par exemple en matière de stockage et d'intégration de la production d'énergie renouvelable chez la clientèle. »

Demande :

1.1 Veuillez élaborer sur les moyens concrets entrepris par le Distributeur afin de suivre l'évolution des technologies, tel qu'évoqué en référence.

Réponse :

1 **Le Distributeur met en œuvre différents outils pour suivre l'évolution des**
2 **technologies relatives aux approvisionnements. Par exemple, grâce aux deux**
3 **« maisons du futur » implantées à Shawinigan, le Distributeur pourra tester un**
4 **ensemble de nouvelles technologies dont l'énergie solaire, les thermostats**
5 **intelligents et les échanges d'énergie qui pourront se faire à partir de voitures**
6 **électriques. Il pourra ensuite tirer profit de cette nouvelle expertise au**
7 **bénéfice de sa clientèle.**

8 **Voir aussi la réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements de**
9 **l'UC à la pièce HQD-3, document 9 (B-0039).**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE ET
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE**

2. **Références :** (i) Pièce [B-0006](#), pages 10 et 13;
(ii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0004](#), pages 2 et 3;
(iii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0010](#), page 12;
(iv) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0010](#), pages 7 et 9;
(v) [Options d'électricité interruptible](#).

Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 1 et 2 déposés le 1^{er} novembre 2016, ses prévisions de ventes d'énergie et des besoins de puissance à la pointe.

(ii) « Le Programme vise à offrir un appui financier aux clients du Distributeur afin de convertir à l'électricité leurs équipements fonctionnant à partir d'un combustible fossile admissible.

Tous les clients commerciaux, institutionnels et industriels dont les bâtiments sont situés au Québec peuvent soumettre des projets de conversion à l'électricité. Les clients possédant des immeubles résidentiels de type mutilocatif ou de condominiums assujettis au tarif D avec appel de puissance sont également admissibles.

Tous les équipements électriques servant à remplacer un équipement consommant du mazout ou du propane sont admissibles. »

L'objectif annuel du Programme ainsi que les dépenses envisagées sont :

Année	2017	2018
Nouvelles ventes annuelles	68 GWh	272 GWh
Budget d'appui financier (15 ¢/kWh)	10,2 M\$	40,8 M\$
Budget d'exploitation	217 k\$	507 k\$
Budget total	10,4 M\$	41,3 M\$

(iii) « Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur. Toutefois, le Distributeur encouragera fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance. »

(iv) « Tous projets visant des équipements fonctionnant au mazout léger, au mazout lourd ou au propane sont admissibles. Pour tout autre combustible fossile, la conversion doit être approuvée par le Distributeur. La conversion du gaz naturel vers l'électricité n'est pas admissible au Programme.

Les projets doivent viser le remplacement de systèmes fonctionnels de production, transformation ou de chauffage utilisant un des combustibles fossiles mentionnés par des systèmes fonctionnant à l'électricité. [...]

De façon non exhaustive, les dépenses admissibles couvrent les coûts de matériel et de main-d'oeuvre pour, notamment :

- *les études de faisabilité ;*
- *les plans et devis ;*
- *les nouveaux équipements électriques installés, incluant les contrôles ;*
- *le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs, le cas échéant ; ... »*

(v) Sur son site web, le Distributeur présente les options d'électricité interruptible offertes à la clientèle moyenne puissance en complément de celles offertes à la grande entreprise ou du tarif bi-énergie offert au secteur résidentiel.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si l'impact du programme commercial présenté aux références (ii) et (iii) a déjà été pris en compte dans les prévisions en référence (i). Si non, veuillez déposer une mise à jour des besoins d'énergie et de puissance à la pointe résultant de ce programme.

Réponse :

1 Les impacts du programme Conversion à l'électricité ne sont pas inclus dans
2 la prévision de la demande. Ils n'étaient pas encore définis lors de
3 l'établissement de la prévision de la demande du Plan d'approvisionnement,
4 qui s'appuie sur les informations disponibles à la fin de l'été 2016.

5 Comme indiqué au dossier R-4000-2017, l'impact sur la demande en énergie
6 serait de +340 GWh après les deux premières années, ce qui se traduirait par
7 un impact sur le bilan en puissance de +110 MW.

8 La mise à jour complète du bilan en énergie et en puissance sera disponible à
9 l'État d'avancement 2017, qui sera déposé le 1^{er} novembre 2017. Cette mise à
10 jour tiendra compte, entre autres, de l'évolution du programme au cours des
11 prochains mois, à la suite de la décision finale de la Régie au dossier
12 R-4000-2017, et reflétera l'attractivité de l'offre dans le marché.

- 2.2 Veuillez expliquer les hypothèses de clientèle participante et d'usages convertis soutenant l'impact à la pointe de 110 MW pour des ventes additionnelles de 340 GWh.

Réponse :

13 Le programme vise principalement la conversion d'équipements de chauffage
14 des espaces. L'impact estimé à la pointe repose sur deux éléments relatifs à
15 la réduction des besoins de pointe des clients participants.

16 D'une part, le Distributeur pose l'hypothèse que le tiers de ces clients
17 n'auront pas recours à leurs équipements de chauffage durant la pointe en
18 participant au programme GDP Affaires. Cette hypothèse est basée sur le
19 succès commercial de ce programme, ainsi que sur le fait que la clientèle
20 visée par les deux programmes est la même.

21 D'autre part, le Distributeur estime que le quart des clients qui ne
22 participeront pas au programme GDP Affaires effectueront tout de même un
23 écrêtement de leurs appels de puissance, à des fins d'optimisation de leur
24 facture d'électricité. Cette estimation découle de la connaissance qu'a le
25 Distributeur du comportement des clients en matière de gestion de leur
26 consommation. Notamment, dans ce marché, la majorité des bâtiments sont

1 équipés de systèmes de contrôle permettant de gérer le fonctionnement des
2 équipements électromécaniques.

3 Enfin, le Distributeur souligne que, si les projets soumis dans le cadre du
4 programme devaient comprendre des équipements reliés à des procédés
5 industriels, l'impact sur la puissance en pointe sera inférieur à celui estimé,
6 toutes choses étant égales par ailleurs, car le facteur d'utilisation de ce type
7 d'équipements est supérieur à celui d'équipements de chauffage des espaces.

2.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur pourra encourager fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance, s'il finance le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs.

Réponse :

8 Les résultats du programme GDP Affaires montrent que la majorité des clients
9 participants utilisent d'autres moyens que des chaudières au mazout pour
10 réduire leurs appels de puissance en pointe, par exemple le recours à leurs
11 systèmes de contrôle permettant l'arrêt ou la modulation des équipements ou
12 encore l'utilisation de leurs groupes électrogènes.

13 Par ailleurs, il est probable que certains clients décideront de conserver leurs
14 équipements de chauffage au mazout pour participer au programme
15 GDP Affaires ou pour effectuer l'écrêtement de leur puissance en période de
16 pointe, comme mentionné en réponse à la question 2.2.

**RÉSEAUX AUTONOMES
PRÉVISIONS DE LA DEMANDE EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE –
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE**

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), page 14;
 - (ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0043](#), pages 14;
 - (iii) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), page 21;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), page 13.

Préambule :

(i) « ... le Distributeur a mis en place des campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale dans tous les réseaux autonomes. »

(ii) « Un sondage réalisé en 2016 révèle que les objectifs de la campagne de sensibilisation à la pointe hivernale ont été atteints. [...] En 2017, le Distributeur poursuivra ses campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale pour tous les réseaux autonomes. »

(iii) « La croissance de la prévision en puissance à la pointe découle, quant à elle, de la croissance de la demande en énergie. »

(iv) « ... l'analyse des profils de la demande en fonction des heures d'ensoleillement démontre que l'éclairage explique une large part de la charge additionnelle à la pointe d'hiver.

En outre, les habitudes saisonnières et la présence de chauffage d'appoint contribueraient également à l'occurrence de la pointe en hiver. »

Demandes :

3.1 Veuillez expliquer comment les impacts de mesures de sensibilisation à la pointe ou de gestion de la demande à la pointe sont pris en compte dans la prévision de la demande de puissance à la pointe.

Réponse :

1 **Les campagnes de sensibilisation s'inscrivent dans une stratégie de long**
2 **terme visant à développer une culture de l'efficacité énergétique et inciter les**
3 **clients à mieux consommer l'énergie, particulièrement en période hivernale.**
4 **L'impact de ces campagnes sur les comportements de la clientèle est une**
5 **mesure qualitative dont l'effet sur la demande en puissance à la pointe est**
6 **non défini.**

7 **Les changements de comportements favorisés par des campagnes de**
8 **sensibilisation sont intégrés à la prévision au fur et à mesure que ceux-ci sont**
9 **observés dans les données de consommation historiques des clients.**

10 **Quant aux moyens de gestion de la demande à la pointe, ils ne sont pas**
11 **considérés dans la prévision des besoins en puissance à la pointe puisqu'ils**
12 **sont pris en compte dans le bilan en puissance comme un moyen**
13 **d'approvisionnement.**

3.2 Veuillez préciser quels objectifs mentionnés en référence (ii) ont été atteints et leur impact sur la demande de puissance à la pointe.

Réponse :

14 **Les objectifs de la campagne étaient de sensibiliser les clients à mieux**
15 **consommer l'énergie en période hivernale et de les inciter à modifier leurs**
16 **habitudes de consommation durant cette période. Comme le mentionnait le**
17 **Distributeur à la section 3.4 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0043) du**
18 **dossier R-3980-2016, plus des deux tiers des répondants exposés à la**
19 **campagne indiquaient être sensibilisés à l'importance de mieux consommer**
20 **l'électricité en période hivernale et qu'ils avaient été incités à modifier**

1 **certaines habitudes afin de mieux consommer l'électricité durant cette**
2 **période.**

3 **L'impact de la campagne sur les comportements de la clientèle est une**
4 **mesure qualitative.**

3.3 Veuillez indiquer quelles sont les données, autres que la croissance de la demande en énergie, qui sont prises en considération par le Distributeur pour établir ses prévisions de la demande de puissance à la pointe.

Réponse :

5 **Outre la croissance de la demande en énergie, la prévision de la demande en**
6 **puissance s'appuie sur les historiques des pointes et sur la relation entre**
7 **l'énergie et la puissance pour chacun des réseaux. Une variable associée au**
8 **chauffage des locaux est également prise en compte pour les réseaux avec**
9 **une forte présence du chauffage électrique des locaux. Cette variable tient**
10 **compte de l'usage chauffage des locaux en énergie et de la température à la**
11 **journée de pointe.**

3.4 Veuillez expliquer l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle l'éclairage contribuerait à une large part de l'augmentation de la demande de puissance (en kW) à la pointe en hiver.

Réponse :

12 **Comme mentionné à la référence iv, l'éclairage est un élément important pour**
13 **expliquer que la pointe des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle ait**
14 **lieu en hiver, en raison de la réduction des heures d'ensoleillement. Par**
15 **contre, ceci ne signifie pas que l'éclairage contribue à une large part de la**
16 **croissance de la pointe d'hiver, laquelle découle essentiellement de celle du**
17 **nombre d'abonnements.**

3.5 Veuillez élaborer sur les cibles de performance qui pourraient être élaborées pour mesurer les efforts du Distributeur en gestion de la demande de puissance à la pointe, par exemple en observant l'évolution relative des besoins de puissance et d'énergie de chacun des réseaux.

Réponse :

18 **Le Distributeur est d'avis que le meilleur indicateur de performance demeure**
19 **le suivi de l'implantation de ses programmes.**

4. Références : (i) Pièce [B-0010](#), page 7;
(ii) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), pages 13 et 14;
(iii) [D-2016-033](#), page 192, par. 727 et 728.

Préambule :

(i) « De façon générale, par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023, la prévision des besoins est revue à la baisse pour chacun des territoires. Ces écarts découlent de perspectives démographiques moins favorables ainsi que d'une révision à la baisse des consommations unitaires. Les écarts de prévision sont présentés à l'annexe 2D. »

(ii) « ... l'analyse des profils de la demande en fonction des heures d'ensoleillement démontre que l'éclairage explique une large part de la charge additionnelle à la pointe d'hiver.

En outre, les habitudes saisonnières et la présence de chauffage d'appoint contribueraient également à l'occurrence de la pointe en hiver.

[...]

Dès 2014, le Distributeur entend travailler en étroite collaboration avec les organismes locaux pour établir un diagnostic complet des causes réelles de la consommation en 2e tranche et pour identifier rapidement les solutions susceptibles d'être implantées et acceptées par les communautés. »

(iii) « [727] **La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur, en période de pointe notamment, et le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison.**

[728] La Régie prend note des enquêtes et audits réalisés au Nunavik. **Elle demande au Distributeur de continuer de collaborer avec les organismes responsables des factures d'électricité dans le but de trouver des solutions autres que l'électricité pour combler des besoins thermiques.** Elle considère que le PUEÉRA doit permettre de compenser certains coûts défrayés par les usagers pour les solutions de rechange. La Régie réitère par ailleurs l'importance d'aider les responsables de la facture d'électricité à détecter quand il y a un dépassement de la 1re tranche de facturation à cause du chauffage électrique. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez définir les consommations unitaires mentionnées en référence (i) qui ont été révisées à la baisse en précisant s'il s'agit de consommations par abonné, par type d'appareil ou par usage.

Réponse :

1 **Il s'agit de consommation unitaire par abonné pour le secteur résidentiel.**

- 4.2 Veuillez expliquer à partir de quelles informations ou en fonction de quelles données ces consommations unitaires ont été révisées à la baisse.

Réponse :

1 Les données réelles sur la période 2013 à 2015, qui étaient inconnues au
2 moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2013-2024, ont permis au
3 Distributeur d'ajuster, essentiellement à la baisse, la prévision des
4 consommations unitaires. De plus, les écarts sur les consommations unitaires
5 prévues peuvent provenir de la variation des interventions en efficacité
6 énergétique.

4.3 Veuillez indiquer si les révisions à la baisse ont été appliquées uniformément sur la
demande d'énergie et sur la demande de puissance à la pointe. Veuillez élaborer.

Réponse :

7 Le Distributeur n'applique pas uniformément les révisions à la baisse de la
8 prévision sur la demande en énergie et sur celle en puissance. La prévision
9 des besoins en puissance s'appuie sur l'évolution historique de la relation
10 énergie/puissance pour chacun des réseaux. Voir également la réponse à la
11 question 3.3.

4.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à une analyse des profils de la demande
en fonction de la température au même titre qu'il l'a fait en fonction des heures
d'ensoleillement. Si oui, veuillez les déposer. Si non, veuillez indiquer quand de telles
analyses pourraient être déposées et préciser sous quelle forme ces analyses
seraient effectuées et présentées.

Réponse :

12 Pour expliquer les variations historiques de la demande, les modèles de
13 prévision utilisent, entre autres, des variables climatiques (températures
14 observées) d'une station météorologique de référence. Dans la mesure où ces
15 variables sont significatives, elles permettent d'estimer la quantité d'énergie
16 ou de puissance qui est sensible aux conditions climatiques (chauffage des
17 locaux).

18 Ce type d'analyse de profils a permis au Distributeur de quantifier le volume
19 de chauffage d'appoint au Nunavik, comme présenté à la section 6.2 de la
20 pièce HQD-14, document 2 (B-0051) du dossier R-3933-2015.

21 Selon cette même approche, l'annexe 4A à la pièce HQD-2, document 2
22 (B-0011) du présent dossier montre le portrait historique de la contribution du
23 chauffage électrique au bilan en énergie et en puissance pour les Îles-de-la-
24 Madeleine. L'analyse des profils de la demande en fonction de la température
25 a permis d'évaluer que le chauffage électrique contribue à hauteur de 38 %
26 des besoins à la pointe de ce réseau.

4.5 Veuillez présenter l'impact des efforts du Distributeur visant à éliminer le chauffage électrique et quelle part il représente dans la réduction de la prévision des besoins pour chacun des territoires par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023.

Réponse :

1 **La problématique du chauffage électrique diffère selon les réseaux**
2 **autonomes.**

3 **La problématique du chauffage d'appoint électrique est spécifique au**
4 **Nunavik. La stratégie identifiée par le comité de liaison afin de réduire**
5 **l'utilisation du chauffage d'appoint dans les réseaux autonomes du Nunavik**
6 **cible des résultats de long terme, avec des campagnes de sensibilisation à**
7 **mieux consommer l'électricité lors des périodes hivernales afin de réduire la**
8 **consommation en 2^e tranche. Comme mentionné à la réponse à la**
9 **question 3.1, l'impact de ces efforts n'est pas défini et il est intégré à la**
10 **prévision au fur et à mesure qu'il se reflète dans les données historiques de**
11 **consommation. Ainsi, le Distributeur ne peut calculer la part qu'il représente**
12 **dans la réduction de la prévision des besoins au Nunavik.**

13 **Pour les autres territoires, le Distributeur a procédé à l'isolation des**
14 **entretoits, laquelle permet une réduction des besoins en chauffage. L'impact**
15 **énergétique de cette mesure est connu et contribue à abaisser la demande. À**
16 **titre illustratif, le tableau R-4.5 présente la part de la réduction de la prévision**
17 **des besoins en énergie par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023**
18 **attribuable au programme d'isolation des entretoits.**

TABLEAU R-4.5 :
PART DE L'ÉCART DE PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
ATTRIBUABLE AU PROGRAMME D'ISOLATION DES ENTRETOITS

Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Haute-Mauricie
3%	11%	35%

Note: Sur la base de l'écart des besoins prévus de l'année 2017

19 **Le Distributeur a aussi bonifié le PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine afin**
20 **d'augmenter le nombre d'adhérents. Toutefois, le Distributeur n'est pas en**
21 **mesure d'évaluer la contribution de cette bonification à la réduction de la**
22 **prévision de la demande.**

5. Références : (i) Pièce [B-0010](#), page 7;
(ii) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), pages 19 à 23.

Préambule :

(i) « De façon générale, par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023, la prévision des besoins est revue à la baisse pour chacun des territoires. Ces écarts découlent de perspectives démographiques moins favorables ainsi que d'une révision à la baisse des consommations unitaires. Les écarts de prévision sont présentés à l'annexe 2D. »

(ii) Réponses du Distributeur à la question 20, incluant notamment, le tableau R-20.3 *Croissance de la demande aux Îles-de-la-Madeleine* portant sur une analyse de la période de 2006 à 2012.

Demandes :

- 5.1 Veuillez présenter une mise à jour du tableau mentionné en référence (ii) en y ajoutant les données portant sur les années 2013 à 2015.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-5.1 présente la mise à jour du tableau mentionné en référence ii**
2 **en y ajoutant les données des années 2013 à 2015 ainsi que les taux de**
3 **croissance pour la période 2006-2015.**

**TABLEAU R-5.1 :
CROISSANCE DE LA DEMANDE AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	Année					Croissance 2006-12 (en %)	Croissance 2006-12 (en %/an)	Croissance 2006-15 (en %)	Croissance 2006-15 (en %/an)
	2006	2012	2013	2014	2015				
Abonnement	7101	7524	7561	7577	7567	6,0%	1,0%	6,6%	0,7%
dont résidentiel et agricole	6152	6593	6635	6660	6664	7,2%	1,2%	8,3%	0,9%
	Année								
Besoins en GWh	2006	2012	2013	2014	2015				
Besoins en énergie réels	179,2	187,7	192,2	198,0	199,4	4,8%	0,8%	11,3%	1,2%
Normalisation pour les conditions climatiques	3,4	2,8	-1,2	-5,9	-8,2				
Besoins en énergie normalisés	182,5	190,6	191,1	192,2	191,1	4,4%	0,7%	4,7%	0,5%
Besoins en énergie normalisés (avant EÉ)	182,5	199,7	202,0	203,9	202,9	9,4%	1,5%	11,2%	1,2%
	Hiver								
Besoins en puissance à la pointe (en MW)	2006-07	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16				
Besoins en puissance à la pointe réels	37,75	42,06	41,94	41,64	40,98	11,4%	1,8%	8,5%	0,9%
Normalisation pour les conditions climatiques	0,88	-0,66	-0,85	-0,96	0,22				
Besoins en puissance à la pointe normalisés	38,63	41,40	41,08	40,67	41,20	7,2%	1,2%	6,6%	0,7%
Besoins en puissance à la pointe normalisés (avant EÉ)	38,68	43,49	43,51	43,19	43,87	12,4%	2,0%	13,4%	1,4%

- 4 **Comme prévu dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, il y a eu une**
5 **croissance du nombre d'abonnements résidentiels pour la période 2012-2015**
6 **(+71). Toutefois, cette augmentation est plus faible que celle prévue (+206). La**
7 **prévision des abonnements résidentiels du présent Plan tient compte de cette**
8 **réduction du rythme de croissance.**

1 **La comparaison des périodes 2006-2015 et 2006-2012 permet de constater que**
2 **la croissance annuelle moyenne des abonnements résidentiels, des besoins**
3 **en énergie normalisés et des besoins en puissance à la pointe normalisés est**
4 **en baisse.**

5 **Le tableau R-5.1 montre également que la croissance des besoins en énergie**
6 **normalisés est plus faible que la croissance des abonnements sur la période**
7 **2006-2015. Ceci indique que la consommation unitaire par abonnement est à**
8 **la baisse sur la période analysée.**

9 **Par ailleurs, pour la période 2006-2015, la croissance des besoins en**
10 **puissance à la pointe normalisés (0,7% par année) est plus élevée que la**
11 **croissance des besoins en énergie normalisés (0,5% par année), ce qui est**
12 **cohérent avec l'analyse présentée à l'annexe 4A à la pièce HQD-2, document 2**
13 **(B-0011) du présent dossier, qui montre une croissance du taux de**
14 **pénétration du chauffage électrique aux Îles-de-la-Madeleine.**

15 **Il est à noter que les efforts en efficacité énergétique de la période 2006-2015**
16 **ont contribué à réduire de moitié la croissance des besoins en énergie et en**
17 **puissance, comme l'indique le tableau R-5.1.**

5.2 Le cas échéant, veuillez présenter une mise à jour des réponses du Distributeur mentionnées en référence (ii) ou des précisions que le Distributeur jugerait utile d'apporter, notamment sur sa réponse à la question 20.4, compte-tenu de données ou d'informations portant sur les années 2013 à 2015.

Réponse :

18 **Voir la réponse à la question 5.1.**

RÉSEAUX AUTONOMES COÛTS DE FOURNITURE – APPELS DE PROPOSITIONS

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), page 77;
 - (ii) Dossier R-3756-2011, pièce [B-0005](#), pages 14 et 15;
 - (iii) Dossier R-3756-2011, pièce [B-0011](#), page 4;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), page 5;
 - (v) Pièce [B-0011](#), page 19.

Préambule :

(i) Le tableau 3C-1 montre que la centrale d'Akulivik offre un rendement de 3,67 kWh/litre. Il montre également que des centrales plus âgées, avec des groupes ayant

un nombre d'heures d'utilisation également beaucoup plus important, comme celles de Aupaluk, Inukjuak, Kuujuarapik, Puvirnitug ou Salluit offrent des rendements supérieurs.

(ii) Le Distributeur explique que les groupes de la nouvelle centrale d'Akulivik « seront plus performants que les groupes existants. En comparaison avec ceux de la centrale actuelle, les nouveaux moteurs permettront d'économiser annuellement de 60 000 (en 2016) à 108 000 litres (en 2036) de carburant diesel, selon la charge prévue, grâce à l'amélioration de leur rendement, lequel devrait passer de 3,53 à 3,76 kWh/litre. Cette amélioration du rendement énergétique permettra une réduction des gaz à effet de serre (GES) liés à la production d'électricité, d'environ 160 tonnes par an en 2016 jusqu'à environ 295 tonnes par an en 2036, de même qu'une réduction appréciable des autres polluants (CO, NOx, SOx, particules, COV). Sur la période 2016-2036, l'économie de carburant totalisera quelque 1,7 millions de litres, ce qui amènera des économies d'un peu plus de 3,5 M\$ (courants) et permettra d'éviter l'émission de plus de 4700 tonnes de GES. »

Il ajoute que « la consultation de la population et un souci d'économie d'énergie ont aussi favorisé que le concept de la centrale soit développé en fonction du regroupement de tous les services à l'intérieur d'un seul bâtiment. »

(iii) « le Distributeur choisit et vise à faire fonctionner les groupes de façon à minimiser leur consommation de carburant et leurs coûts d'entretien, et à en allonger la vie utile. En particulier, le Distributeur vise à faire fonctionner les diesels à l'intérieur d'une plage où le rendement est optimal. »

(iv) « Pour la centrale d'Akulivik, le Distributeur prévoit une amélioration de son rendement de plus de 6 % de 2012 à 2016. »

(v) Le tableau 2A-1 présente les écarts entre la production et les ventes – 2015. Le réseau d'Akulivik a un écart entre la production et les ventes de 18,2 %. Pour l'ensemble des réseaux autonomes, cet écart est de 12,2 %.

Demandes :

6.1 Veuillez élaborer sur le constat de la référence (i).

Réponse :

1 **La nouvelle centrale d'Akulivik a été mise en exploitation en juillet 2015,**
2 **comme précisé au tableau 3C-1 (référence i). Le rendement indiqué n'est donc**
3 **pas représentatif de celui de la nouvelle centrale, qui a plutôt atteint**
4 **3,77 kWh/litre en 2016, un niveau correspondant à la prévision de**
5 **3,76 kWh/litre (référence ii).**

6 **En outre, on ne peut pas comparer le rendement d'une centrale de la**
7 **puissance d'Akulivik avec celles d'Inukjuak, de Kuujuarapik, de Puvirnitug ou**
8 **de Salluit, dont la puissance installée est de beaucoup supérieure. Un groupe**
9 **plus puissant a un meilleur rendement, à charge nominale.**

10 **Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'un appareil de mesure a été corrigé à**
11 **la centrale d'Aupaluk. La mesure indiquée au tableau 3C-1 n'est donc pas**

1 **fidèle à la réalité. Le rendement de 2016 a atteint 3,37 kWh/litre, ce qui est plus**
2 **représentatif d'une centrale de cette puissance.**

6.2 Veuillez indiquer si l'amélioration, annoncée aux références (ii) et (iv), du rendement de la centrale d'Akulivik de 2012 à 2016 a été obtenue.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.3 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend améliorer le rendement de la centrale d'Akulivik.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.4 Veuillez élaborer sur le constat de la référence (v).

Réponse :

5 **L'écart moyen entre la production et les ventes pour l'ensemble des réseaux**
6 **est fortement influencé par les écarts aux réseaux de Cap-aux-Meules et, dans**
7 **une moindre mesure, de Lac-Roberson et de Schefferville. L'analyse de l'écart**
8 **entre la production et les ventes entre un petit réseau comme Akulivik et la**
9 **moyenne des réseaux est donc un exercice hasardeux.**

10 **Le tableau R-6.4 regroupe les écarts entre la production et les ventes pour le**
11 **réseau d'Akulivik, comme présentés dans les divers dossiers à la Régie¹. De**
12 **façon générale, le réseau d'Akulivik a toujours présenté l'écart entre la**
13 **production et les ventes le plus élevé des réseaux du Nunavik², et l'année**
14 **2015 fait pas exception.**

¹ Dossier R-3864-2013, annexe 2A à la pièce HQD-2, document 2 (B-0010) ; État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, annexe H

² À l'exception de 2013, où le réseau de Tasiujaq a connu un écart tout juste supérieur.

TABLEAU R-6.4 :
ÉCART ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES POUR LE RÉSEAU D'AKULIVIK

Année	Production (en GWh)	Services auxiliaires, pertes et usage interne (en GWh)	Ventes (en GWh)	Écarts entre la production et les ventes en %
2015	3,6	0,6	3,1	18,2%
2014	3,4	0,4	3,0	12,6%
2013	3,3	0,4	2,9	14,7%
2012	3,3	0,4	2,9	14,2%
2011	3,2	0,5	2,7	17,1%
2010	3,1	0,4	2,7	14,6%

1 Voir également la section 1 de l'annexe H de l'État d'avancement 2015 du Plan
2 d'approvisionnement 2014-2023 et l'annexe 2A de la pièce HQD-2, document 2
3 (B-0010) du dossier R-3864-2013.

6.5 Veuillez indiquer si l'écart entre la production et les ventes à Akulivik a diminué depuis la mise en service de la nouvelle centrale. Si non, veuillez élaborer.

Réponse :

4 La centrale a été mise en service en juillet 2015. Il serait prématuré d'évaluer
5 l'impact de la nouvelle centrale sur l'écart entre la production et les ventes
6 étant donné les variations annuelles de cet écart, notamment pour un petit
7 réseau comme Akulivik. En effet, comme le montre le tableau R-6.4, cet écart a
8 oscillé entre 12,6 % et 18,2 % sur la période 2010 à 2015.

9 Voir également la section 1 de l'annexe H de l'État d'avancement 2015 du Plan
10 d'approvisionnement 2014-2023 et l'annexe 2A de la pièce HQD-2, document 2
11 (B-0010) du dossier R-3864-2013.

7. Référence : (i) Pièce [B-0037](#), page 24;
(iii) Pièce [B-0010](#), page 6.

Préambule :

(i) « En comblant en tout ou en partie les besoins du client, l'autoproduction peut contribuer à diminuer la production thermique d'électricité en réseau autonome. Les orientations émises dans le Plan Stratégique 2016-2020 témoignent de l'intérêt d'Hydro-Québec pour la production à partir de sources d'énergie propres et renouvelables.

Quant à l'option de mesurage net, le Distributeur évaluera, à l'instar d'autres juridictions, la nécessité de l'ajuster pour refléter la juste valeur de l'électricité injectée tant sur le réseau intégré qu'en réseau autonome. »

(ii) Le Distributeur indique qu'il a « développé un plan d'actions visant une conversion totale ou partielle des réseaux vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible. L'objectif est de procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux d'ici 2020. Les projets potentiels devront s'avérer techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et être accueillis favorablement par les communautés ».

Demandes :

7.1 Veuillez préciser si la nécessité d'ajuster l'option de mesurage net « pour refléter la juste valeur de l'électricité injectée tant sur le réseau intégré qu'en réseau autonome » sera évaluée globalement sur l'ensemble des réseaux du Distributeur ou si les réseaux autonomes à centrale thermique seront évalués à part.

Réponse :

1 **La juste valeur de l'électricité injectée sur le réseau pourra être établie en**
2 **considérant distinctement le niveau des coûts évités en réseau intégré et en**
3 **réseaux autonomes, notamment pour ceux alimentés à partir de centrales**
4 **thermiques.**

7.2 Veuillez indiquer si un projet comportant de multiples installations de production décentralisée par des systèmes similaires à ceux qui pourraient être admissibles à l'option tarifaire de mesurage net serait admissible à l'appel de propositions. Veuillez élaborer.

Réponse :

5 **Le Distributeur est ouvert à ce type d'approvisionnement pour les appels de**
6 **propositions visant l'énergie. Toutefois, en ce qui a trait à la puissance, les**
7 **projets devront être analysés à la lumière de leurs caractéristiques propres et**
8 **surtout, répondre aux besoins du Distributeur.**

8. Références : (i) Pièce [B-0025](#);
(ii) Pièce [B-0010](#), pages 10 et 11;
(iii) <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1018766/technocentre-eolien-energies-renouvelables-solaire>

Préambule :

(i) « Pour évaluer les projets d'investissements, le Distributeur maintient que le coût évité est une balise pour identifier les projets susceptibles d'être analysés : Les projets

retenus font l'objet d'une analyse économique détaillée, afin de déterminer la solution à moindre coût. »

(ii) « *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. [...] 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. »*

(iii) « **CanmetÉNERGIE collaborera avec le Technocentre éolien pour évaluer le potentiel de l'énergie solaire pour les communautés éloignées du nord du Québec et du Nunavut.** L'étude permettra de vérifier quelle part d'énergie solaire pourrait être utilisée pour remplacer les énergies fossiles. [...] »

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer comment le classement des projets potentiels pour un réseau donné et leur seuil de rentabilité selon la méthode du coût évité donnera le même résultat que leur classement après une analyse économique détaillée.

Réponse :

1 **Dans un premier temps, les coûts évités permettent d'identifier les projets**
2 **potentiellement rentables, en tenant compte du service rendu par le ou les**
3 **projets.**

4 **Dans un second temps, une analyse détaillée devra tenir compte de toutes les**
5 **variables inhérentes à ces nouveaux projets proposés. La notion de service**
6 **équivalent est fondamentale dans les analyses économiques. Par exemple, un**
7 **projet permettant de modifier considérablement l'utilisation des actifs en**
8 **place ainsi que le programme d'équipements, doit être analysé**
9 **spécifiquement quant aux investissements reportés et aux coûts associés à la**
10 **pérennité. Ainsi, dans le cadre des appels de propositions visant la**
11 **conversion énergétique des réseaux autonomes, il est probable que les**
12 **projets soumis seront différents entre eux et quant au service offert.**

13 **Enfin, à la suite de l'analyse détaillée de tous les projets retenus, les**
14 **propositions seront classées sur la base du coût unitaire, exprimé en annuité**
15 **(¢ actualisés/kWh).**

8.2 Considérant que le Distributeur a lancé dès 2016 l'étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec, veuillez indiquer de combien de temps disposeront les promoteurs susceptibles de répondre à l'appel de propositions du Distributeur pour soumettre un projet alternatif.

Réponse :

1 Le Distributeur lancera au premier trimestre 2018 un appel de propositions
2 ouvert à toutes les sources d'énergie acceptables par la communauté, visant
3 l'alimentation électrique totale ou partielle des Îles-de-la-Madeleine. Le délai
4 pour le dépôt des propositions sera d'environ un an.

5 Préalablement au lancement de l'appel de propositions, des informations
6 seront publiées concernant les caractéristiques du réseau existant et les
7 profils historiques de charges horaires.

8 De plus, une conférence préparatoire est prévue et toutes les informations
9 concernant l'appel de propositions seront disponibles sur le site Web
10 d'Hydro-Québec.

11 De façon similaire aux appels de propositions en cours, les soumissions
12 reçues seront analysées sur la base des éléments suivants :

- 13 • le prix offert pour l'énergie contractuelle par le soumissionnaire ;
- 14 • la formule d'indexation retenue par le soumissionnaire ;
- 15 • la quantité d'énergie produite par le projet soumis (correspondant à
16 l'engagement du soumissionnaire) ;
- 17 • les coûts d'intégration, évalués par le Distributeur ;
- 18 • tout autre coût imputable au projet soumis ;
- 19 • le coût d'exploitation de la centrale existante, évalué par le
20 Distributeur.

21 Les flux monétaires annuels de la somme de ces coûts sur toute la durée du
22 contrat seront actualisés, puis exprimés en un coût unitaire d'électricité
23 (¢/kWh).

24 Le classement des soumissions sera établi en comparant le coût unitaire
25 d'électricité (¢/kWh) obtenu pour chaque soumission.

26 L'échéancier de l'appel de propositions sera rendu public lors de son
27 lancement.

8.3 Veuillez indiquer les mesures qu'entend prendre le Distributeur afin de permettre à
des projets différents du raccordement envisagé d'être élaborés et présentés.

Réponse :

28 Voir la réponse à la question 8.2.

8.4 Veuillez préciser par quelle procédure le Distributeur entend t-il rendre public les données de base et la méthodologie d'évaluation des propositions.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.2.**

9. Références : (i) Pièce [B-0025](#);
(ii) Dossier R-3748-2010, décision [D-2011-162](#), page 103.

Préambule :

(i) Aux pages 12 et 13 du document en référence, le Distributeur présente les *Inconvénients de la méthode proposée* par le consultant ICF pour calculer les coûts évités de puissance en réseaux autonomes, appuyés par des exemples de cas typiques donnés en Annexe de cette présentation. Dans le tableau *Concordance avec les préoccupations de la Régie*, en page 14, le Distributeur oppose la méthode proposée par le consultant à la méthode actuelle qu'il propose de maintenir.

Enfin, dans ses recommandations, le Distributeur propose deux méthodes différentes selon que l'on évalue la rentabilité d'interventions en efficacité énergétique ou que l'on évalue des projets d'investissements.

(ii) « **[375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects.** »

Demande :

9.1 Veuillez indiquer ce qui différencie, au niveau de l'analyse de viabilité économique, une stratégie d'efficacité énergétique développée dans un réseau autonome sur un horizon de dix ans, d'un projet d'investissement de production dans ce même réseau.

Réponse :

2 **Le Distributeur rappelle que sa stratégie d'approvisionnement consiste à**
3 **optimiser l'ensemble de ses moyens de gestion afin de combler les besoins**
4 **de sa clientèle, et ce, à moindres coûts. Les interventions en efficacité**
5 **énergétiques déployées constituent un moyen de gestion rentable et moins**
6 **coûteux qu'un ajout d'équipements. Pour cette raison, le Distributeur vise à**
7 **les prioriser dans le but de réduire ses besoins et reporter les**
8 **investissements visant à ajouter un groupe de production.**

9 **Par ailleurs, le Distributeur rappelle que la rentabilité des interventions en**
10 **efficacité énergétique est calculée à partir des coûts évités, lesquels**

- 1 **constituent un indicateur approprié du fait qu'ils captent les économies**
2 **induites directement par la réduction de la consommation d'électricité.**
- 3 **Pour les nouveaux projets d'investissements, toutefois, l'analyse de leur**
4 **rentabilité nécessite une analyse plus approfondie. Dans ce cas, les coûts**
5 **évités ne constituent qu'une balise pour identifier les projets potentiellement**
6 **rentables, comme indiqué par le Distributeur dans la pièce mentionnée à la**
7 **référence i. Les projets retenus sont par la suite analysés plus finement en**
8 **prenant en considération l'ensemble de leurs coûts, par exemple les coûts**
9 **fixes ou ceux relatifs au PUEÉ.**
- 10 **Voir également la réponse à la question 8.1.**

10. Référence : Pièce [B-0010](#), pages 12 et 13-14.

Préambule :

« Le Distributeur procédera d'ici 2020 à des appels de propositions dans les autres réseaux. Les modalités de réalisation des projets doivent toutefois être précisées en collaboration avec les communautés concernées.

Toutefois, en ce qui concerne la conversion des autres réseaux du Nunavik, le Distributeur a proposé de regrouper les réseaux lors du lancement de l'appel de propositions, et ce, afin de susciter l'intérêt des promoteurs compte tenu de la faible dimension de plusieurs de ces réseaux. Présentement, le regroupement proposé est basé sur un découpage géographique (est/ouest), mais les discussions entreprises avec les parties prenantes pourraient amener à modifier le critère de découpage. »

Aux pages 13-14, le Distributeur précise que, sur la période du Plan, il *« maintient une stratégie intégrée visant à assurer la fiabilité à moindre coût des approvisionnements de chaque réseau, et ce, en tenant compte de l'ensemble des moyens de gestion dont il dispose du côté de la demande et de l'offre. Il priorisera d'abord les interventions en efficacité énergétique afin de réduire les besoins, puis il procédera, au moment opportun, au déploiement de moyens lui permettant de retarder l'implantation d'équipements de production permanents. »*

Demandes :

- 10.1 En matière d'approbation réglementaire, veuillez élaborer sur les distinctions faites par le Distributeur entre « les appels de propositions » et « les appels d'offre » dont il est question à l'article 74.1 de la LRÉ. Veuillez indiquer également le processus réglementaire qu'entend suivre le Distributeur pour faire approuver les termes et conditions des appels de propositions en réseau autonome, la méthodologie d'évaluation des propositions puis éventuellement l'approbation des contrats, en précisant les délais entre ces étapes.

Réponse :

1 Les dispositions de l'article 74.1 de la LRE ne s'appliquent pas aux
2 approvisionnements en réseaux autonomes. Par conséquent, le Distributeur
3 n'est pas tenu de faire approuver par la Régie ni les termes et conditions des
4 appels de propositions pour ces réseaux, ni la méthodologie d'évaluation des
5 propositions.

6 Toutefois, bien que la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats
7 d'électricité ne soit pas applicable, le processus qu'entend mettre en place le
8 Distributeur pour le lancement des appels de propositions et l'analyse des
9 soumissions est comparable, comme il appert de la réponse à la question 8.2.

10 Par ailleurs, le Distributeur souligne que les besoins et modalités entourant
11 ces appels de propositions font l'objet d'un examen par la Régie et les
12 intervenants, notamment, dans le cadre du présent dossier.

13 Enfin, le Distributeur rappelle qu'il soumettra à la Régie pour approbation les
14 éventuels contrats qui découleront des appels de propositions.

10.2 Veuillez indiquer si les appels de proposition porteront à la fois sur des projets de
centrale de production et sur des projets comportant, en tout ou en partie, des
solutions de production décentralisée, d'options d'électricité interruptible ou de gestion
de la demande, avec ou sans garantie de puissance.

Réponse :

15 Voir la réponse à la question 7.2.

10.3 Veuillez indiquer si une méthodologie d'évaluation des propositions a été conçue
avant le lancement des appels de propositions. Si oui, veuillez la déposer. Si non,
veuillez expliquer le processus d'appel de propositions.

Réponse :

16 La méthodologie est similaire à celle utilisée dans le cadre des appels de
17 propositions en cours et décrite en réponse à la question 8.2.

11. **Référence :** Pièce [B-0010](#), pages 10 et 11.

Préambule :

Le Distributeur écrit à propos des Îles-de-la-Madeleine :

« 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 débiteront en novembre 2016 et s'échelonnent 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.» [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer à quelle date le Distributeur prévoit lancer l'appel de propositions et quand les résultats de celui-ci seront connus.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.2.**

11.2 À propos de la phrase soulignée par la Régie dans le préambule :

- Veuillez préciser si le passage aux travaux de la seconde étape signifie le passage du stade d'étude d'avant-projet au stade d'étude de projet ou si l'avant-projet est divisé en deux étapes. Le cas échéant, veuillez les décrire. Dans votre réponse, veuillez préciser ce qui distingue la deuxième étape des travaux de l'étude d'avant-projet du démarrage de l'étude de projet détaillée.

Réponse :

2 **L'avant-projet a été divisé en deux phases. Le passage aux travaux de la**
3 **seconde étape signifie le passage à la seconde phase.**

4 **La première phase de l'avant-projet a pour but de déterminer les grandes**
5 **lignes du projet. Principalement, elle permet d'établir le mode de**
6 **raccordement pour l'alimentation en électricité des Îles-de-la-Madeleine,**
7 **l'analyse des données environnementales, maritimes et terrestres déjà**
8 **existantes, ainsi que de réaliser certaines activités de communication avec le**
9 **milieu et d'établir un prix budgétaire pour ce projet.**

10 **La seconde phase de l'avant-projet permettra de préciser certains éléments**
11 **afin de déterminer le coût du projet. Des cueillettes de données, des**

1 inventaires et des relevés maritimes et terrestres seront réalisés afin de
2 raffiner l'ingénierie et d'évaluer les impacts environnementaux du projet. Les
3 activités de communication avec le milieu se poursuivront.

4 La phase projet aura pour but de finaliser l'ingénierie, d'obtenir l'ensemble
5 des autorisations nécessaires au projet, de réaliser le processus d'appel
6 d'offres pour l'acquisition des équipements et de procéder à la réalisation des
7 travaux. Elle se terminera par la construction et la mise en service du projet.

8 La deuxième phase de l'avant-projet se distingue donc de la phase projet en
9 ce qu'elle permet d'identifier l'ensemble des besoins et le coût du projet à
10 réaliser, alors que la phase projet concrétise les phases d'avant-projet par la
11 construction et la mise en service du projet.

- Veuillez présenter et élaborer sur les critères qui permettront au Distributeur de juger que les résultats de la première étape de l'avant-projet de raccordement seront concluants.

Réponse :

12 L'avant-projet a pour but entre autres de préciser le niveau d'investissement
13 requis pour la construction de câbles sous-marins et de postes. Ce niveau
14 d'investissement sera intégré à l'analyse économique afin de déterminer s'il
15 existe un avantage économique associé à un raccordement au réseau intégré.

- Le cas échéant, veuillez préciser si les résultats de l'appel de propositions feront partie des critères de décision permettant de passer à la deuxième étape de l'étude d'avant-projet.

Réponse :

16 La deuxième étape de l'avant-projet sera réalisée en parallèle avec l'appel de
17 propositions.

- Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit passer à l'étude de projet de raccordement avant ou après les résultats de l'appel de propositions.

Réponse :

18 Voir la réponse à la sous-question précédente.

11.3 Veuillez préciser à quelle étape de l'avant-projet ou du projet de raccordement, le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation d'investissement.

Réponse :

1 **Le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation d'investissement**
2 **après l'analyse des soumissions reçues dans le cadre de l'appel de**
3 **propositions, si le projet de raccordement s'avère être la solution la plus**
4 **économique. Le projet retenu devra obtenir toutes les autorisations requises.**

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0055](#), page 1-2;
 - (ii) [Tarifs de desserte maritime pour le Nunavik](#)³;
 - (iii) Pièce [B-0055](#), page 1;
 - (iv) R-3864-2013, [Pièce B-0010](#), page 74

Préambule :

(i) « *Le Distributeur souligne en outre que le coût du combustible et de son transport constituent généralement une part importante des coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes. Ces coûts dépendent majoritairement de l'évolution des cours du pétrole et sont engagés par le Distributeur sur la base d'appels d'offres. Chaque réseau ayant ses particularités propres et ses contraintes, notamment en ce qui a trait à l'acheminement du combustible, de même qu'à l'âge et l'efficacité des équipements, la constatation d'un coût différent dans un réseau par rapport à un autre donnera peu d'indications sur l'optimalité des choix en matière d'approvisionnement ou de la qualité de la gestion des opérations.* »

³ Document https://uploads.visionw3.com/sitefiles/arcticsealift.com/tarifs/nunavik_tarifs_2017.pdf consulté le 31 mars 2017

(iv) Le tableau suivant :

TABLEAU 3.2
COÛT DE REVIENT, PAR RÉSEAU
ANNÉE 2012

	Total (en ¢/kWh)	Entretien et exploitation (en ¢/kWh)
Îles-de-la-Madeleine	33,7	6,6
Nunavik		
Akuivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Iujivik	132,4	51,3
Kangiqsualujuaq	78,8	14,0
Kangiqsujuaq	85,2	19,3
Kangirsuk	78,9	21,3
Kuujuaq	86,0	5,3
Kuujuarapik	70,4	7,7
Puvmituq	66,2	9,3
Quaqtaq	95,4	32,4
Salluit	65,0	12,3
Tasiujaq	90,6	25,3
Umiujaq	95,9	33,7
Basse Côte-Nord		
La Romaine	41,9	8,6
Lac-Robertson	40,5	7,2
Port-Menier	74,3	15,3
Schefferville	35,1	18,7
Haute-Mauricie		
Opitciwan	49,2	4,9
Clova	61,7	18,3

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer que les prix de transport de combustible vers les 14 villages du Nunavik, sont les mêmes d'un village à l'autre. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Comme indiqué au tableau 3D-1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0011), les**
 2 **villages du Nunavik sont approvisionnés en combustible par deux**
 3 **fournisseurs. La Fédération des Coopératives du Nouveau Québec (FCNQ)**
 4 **approvisionne 11 des 14 villages, pour lesquels le prix de transport de**
 5 **combustible est identique. Les 3 villages restants (Kuujuaq, Quaqtaq et**
 6 **Kangiqsualujuaq) ont quant à eux un contrat d'approvisionnement avec**
 7 **FCNQ Petro Inc. (filiale de la FCNQ) et le prix de transport est également**
 8 **identique entre ces 3 villages.**

12.2 Veuillez élaborer sur la possibilité de procéder à un balisage des coûts de reviens excluant les coûts de combustible, pour des réseaux autonomes à l'extérieur du Québec.

Réponse :

9 **Comme indiqué dans sa correspondance du 5 mai 2017 (pièce B-0059), le**
 10 **Distributeur propose d'échanger dans le cadre des audiences relatives au**

1 **présent dossier afin que la Régie puisse confirmer la pertinence de l'exercice**
2 **de balisage.**

3 **Si ce balisage devait avoir lieu, les coûts de combustible feraient**
4 **vraisemblablement partie des informations recueillies par le consultant. En**
5 **conséquence, il serait possible de les distinguer de l'ensemble des coûts. Le**
6 **Distributeur ne croit pas que leur exclusion faciliterait l'exercice demandé.**

7 **Le Distributeur souligne que l'exclusion des coûts de combustible ne**
8 **permettra à l'évidence pas de comparer ses coûts de fourniture d'électricité à**
9 **ceux d'autres sources d'énergie, notamment celles renouvelables.**

12.3 Veuillez déposer une mise à jour du tableau du coût de revient par réseau présenté à la référence (iv).

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 12.2.**

11 **Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler sa réticence à publier l'information**
12 **demandée dans le contexte des appels de propositions à venir et considérant**
13 **que certains pourraient, à tort, voir dans les coûts de revient un signal du prix**
14 **que le Distributeur serait prêt à payer pour acquérir de l'énergie.**

12.4 Veuillez élaborer sur la possibilité de créer un indicateur de performance en réseau autonome à partir des informations du tableau 3.2, en excluant les coûts de combustible et en ajoutant l'amortissement des investissements pour chaque réseau autonome.

Réponse :

15 **Avec égards, étant donné la grande diversité des caractéristiques propres à**
16 **chaque réseau, notamment en termes d'éloignement, d'accessibilité, de taille,**
17 **d'âge et d'efficacité des équipements, le Distributeur perçoit difficilement**
18 **comment pourrait être élaboré un indicateur de performance en réseau**
19 **autonome.**

12.5 Veuillez élaborer sur la possibilité de procéder à un balisage sur cet indicateur de performance en réseau autonome. Veuillez élaborer ou proposer une alternative.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 12.4.**

13. Référence : Pièce [B-0055](#), page 2.

Préambule :

« Il est par ailleurs possible que la cueillette de données auprès des autres entreprises se heurte à des difficultés au niveau de l'obtention des informations requises pour le balisage demandé, en raison de leur caractère commercial potentiellement sensible par exemple.

Pour toutes ces raisons, on peut donc présumer de la complexité et de l'importance des coûts inhérents à tel exercice de balisage, de même que de son utilité relative pour évaluer la performance du Distributeur comparativement à celle d'autres entreprises au chapitre des coûts d'approvisionnement. »

Demande :

13.1 Veuillez élaborer sur la possibilité que l'examen de l'information contenue dans les dossiers réglementaires pour des demandes tarifaires ou d'autorisation des investissements traités par les organismes de réglementation du Yukon, des T.N.-O. ou du Nunavut constitue une base de données de départ permettant un premier balisage.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question.**

2 **Voir également la réponse à la question 12.2.**

14. Références : (i) Pièce [C-SE-AQLPA](#), page 43;
(ii) Décision D-2015-013, par. 171.

Préambule :

(i) *« Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il cesse d'exiger, par ses appels d'offres en réseaux autonomes, que les soumissionnaires résolvent les problèmes de qualité de service qui existent déjà dans ces réseaux. La résolution de tels problèmes (comme elle doit être effectuée dans tous les cas indépendamment de ces appels d'offres) devrait en bonne partie être plutôt prise en charge par le Distributeur lui-même.*

Mais si le Distributeur persiste malgré tout à exiger des soumissionnaires à ses appels d'offres en réseaux autonomes, de résoudre eux-mêmes ces problèmes de qualité de service, il devrait à tous le moins en être tenu compte dans les coûts évités, ceci afin de ne pas artificiellement conclure à la non rentabilité des projets soumis. La rentabilité économique, telle que présentée par le Distributeur en minimisant les coûts évités, est un paradigme insoluble et inacceptable pour la société québécoise et les exigences et contraintes techniques imposés aux promoteurs ne font qu'empirer la situation. »

Demande :

14.1 Veuillez élaborer sur la recommandation de SÉ-AQLPA.

Réponse :

1 Le Distributeur s'étonne des assertions faite par l'intervenante. Il n'exige pas
2 que les soumissionnaires règlent un quelconque problème de qualité de
3 service, comme il l'avait clairement indiqué en réponse à la question 1.21-c de
4 la demande de renseignements de l'intervenante⁴. Les appels d'offres
5 s'assurent seulement de maintenir minimalement la même qualité de service
6 que celle actuellement offerte aux clients.

7 Par ailleurs, comme stipulé aux réponses aux questions 1.21-b et 1.21-c de la
8 demande de renseignements de l'intervenante⁵, le Distributeur maintient qu'il
9 n'y a pas d'enjeu relatif à la qualité du service électrique.

10 Par ailleurs, la présence des harmoniques de courant est principalement
11 attribuable à la charge des clients, avec l'introduction de plus en plus
12 fréquente dans les réseaux autonomes de convertisseurs électroniques de
13 toutes sortes (par exemple, télévisions, ordinateurs, entraînements de
14 moteurs, lampes fluocompactes et DEL).

15. Référence : Pièce [C-FCEI-009](#), page 6.

Préambule :

Tableau 1 *Impact du programme de conversion à l'électricité, des véhicules électriques et du tarif DT sur les besoins de puissance.*

Demande :

15.1 Veuillez élaborer sur l'analyse de la FCEI sur les besoins de puissance du Distributeur en lien avec les trois éléments d'impact mentionnés en référence.

Réponse :

15 Comme indiqué en réponse à la question 2.1, l'impact du programme
16 Conversion à l'électricité n'est pas inclus dans la prévision de la demande.
17 Les informations déposées au dossier R-4000-2017 indiquent que les besoins
18 en puissance du Distributeur seront revus à la hausse de 110 MW après les
19 deux premières années. La FCEI suppose que le programme de conversion
20 serait effectif sur les dix années de l'horizon du Plan alors que la durée du
21 programme pour laquelle le Distributeur demande l'autorisation dans le cadre
22 du dossier R-4000-2017 est de deux ans. Dans le contexte actuel, cette
23 hypothèse est prématurée et amène l'intervenante à surestimer les besoins en
24 puissance additionnels.

⁴ Pièce HQD3, document 8 (B-0038).

⁵ Idem.

1 Comme mentionné au dossier R-4000-2017, le programme Conversion à
2 l'électricité ne devrait pas avoir d'impact sur la desserte en matière de
3 livraison de mazout et compromettre la pérennité de la biénergie résidentielle.
4 De surcroît, le Distributeur prévoit une concentration importante des cas de
5 conversion dans les régions de l'est du Québec, là où l'on retrouve moins de
6 5 % du parc biénergie. Ainsi, il n'est pas opportun d'augmenter l'effritement
7 des abonnements au tarif DT considéré dans le présent dossier et d'ajuster le
8 bilan en puissance, comme le propose la FCEI.

9 Par ailleurs, il est normal que le rythme de décroissance des abonnements au
10 tarif DT prévu sur l'horizon du Plan soit inférieur à celui observé au cours des
11 années 2014 et 2015.

12 D'une part, les retraits ont été plus importants au cours des années 2014 et
13 2015, notamment, en raison de factures plus élevées causées par les
14 conditions climatiques très froides des hivers 2013-2014 et 2014-2015. Ils
15 découlent également du passage au tarif D ou DM des clients au tarif DT pour
16 lesquels le Distributeur a constaté que le système de chauffage ne respectait
17 plus les conditions d'admissibilité. En 2016, la décroissance des
18 abonnements au tarif DT est d'ailleurs plus faible que celle des années 2014 et
19 2015, s'élevant à 2 149. La FCEI mentionne, dans son mémoire, une
20 diminution de 3 000 abonnements pour l'année 2016 mais celle-ci se base sur
21 le nombre d'abonnements DT prévus au moment de la réalisation du présent
22 Plan, fourni en réponse à la question 1.1 de sa demande de renseignements.

23 D'autre part, le Distributeur poursuit ses efforts de commercialisation et de
24 sensibilisation auprès de la clientèle au tarif DT et a réduit les prix d'énergie
25 du tarif DT au 1^{er} avril 2017 de manière à accroître les économies des clients
26 et tenter ainsi de ralentir l'érosion du parc biénergie.

27 Pour ce qui est de l'impact de la recharge des véhicules électriques, la FCEI
28 est préoccupée par le fait que le Distributeur ne peut prédire si la pointe
29 prévue survient le matin ou le soir. Comme mentionné au tableau 2 de la pièce
30 HQD-1 document 1 (B-0006), les pointes sont normalisées pour les conditions
31 climatiques et pour les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver
32 que sont la date, le jour de la semaine et l'heure⁶. Ainsi, l'appel de puissance
33 coïncident à la pointe du réseau d'un usage doit tenir compte de la répartition
34 des occurrences de pointes entre le matin et le soir, notamment du fait que la
35 pointe d'hiver du réseau survient plus souvent le matin que le soir. L'usage de
36 recharge des véhicules électriques ne fait pas exception à cette règle. De
37 surcroît, l'aléa climatique sur les besoins en puissance prend en

⁶ Pour plus d'information sur la méthodologie de normalisation de la pointe, voir la section 1.4.2 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2 au dossier R-3648-2007.

1 considération la variabilité des pointes du matin et du soir découlant des
2 différentes conditions climatiques de la période de référence 1971 à 2015.

3 De plus, il est hasardeux d'affirmer que « la pointe du soir devrait tôt ou tard
4 surpasser la pointe du matin de manière franche » (page 4 de la pièce
5 C-FCEI-009). C'est plutôt le contraire qui devrait se produire dans le scénario
6 alternatif proposé par la FCEI puisque l'intervenante suggère d'ajouter une
7 grande quantité de chauffage additionnel (programme Conversion à
8 l'électricité et effritement de la biénergie plus important). En effet, l'ajout de
9 chauffage des locaux entraîne des besoins en puissance généralement plus
10 importants le matin que le soir, ce qui devrait accroître l'occurrence de pointe
11 du matin par rapport au soir. Sur la base d'une pointe d'hiver à 60 % le matin
12 et 40 % le soir et du profil de recharge des véhicules électriques d'Avista,
13 l'appel de puissance coïncident à la pointe d'hiver du Distributeur est évalué à
14 0,6 kW par recharge à domicile (60 % × 0,2 kW + 40 % × 1,2 kW), soit une valeur
15 identique à celle retenue par le Distributeur. Toujours sur la base du profil
16 d'Avista, cette valeur est même probablement surestimée considérant que
17 80 % des pointes d'hiver sont survenues le matin au cours des dix dernières
18 années.

19 Au sujet du profil de recharge des véhicules électriques d'Avista, le
20 Distributeur tient à souligner qu'il s'applique uniquement au secteur
21 résidentiel et ne tient donc pas compte des recharges aux bornes publiques et
22 sur les lieux de travail. Il serait plus approprié d'utiliser un profil de recharge
23 pour la consommation totale d'électricité d'un véhicule. Pour toutes les
24 raisons invoquées ci-dessus, le Distributeur soutient qu'il n'est pas opportun
25 d'ajuster le bilan en puissance sur la base des hypothèses de la FCEI en ce
26 qui a trait à la recharge des véhicules électriques.

27 Le Distributeur tient à préciser que la recharge des véhicules électriques est
28 un usage en évolution pour lequel les caractéristiques de consommation ne
29 sont pas encore parfaitement définies, notamment pour un parc de plus de
30 300 000 véhicules. Dans ce contexte, le Distributeur ajustera les hypothèses
31 sous-jacentes à l'impact de la recharge des véhicules électriques sur la
32 demande en énergie et en puissance au fur et mesure de l'évolution de ce
33 parc.

16. Référence : Pièce [C-FCEI-009](#), page 7.

Préambule :

« Plusieurs questions peuvent se poser en termes de gestion des approvisionnements pour lesquelles peu d'information est produite. Par exemple, est-il préférable de mettre en place un programme de gestion de la demande en puissance qui ne vise que les 100 heures de

plus forte demande ou serait-il préférable de viser les 200 heures de plus forte demande? Jusqu'à quel point le bilan peut-il accommoder un transfert de consommation vers la nuit? Des approvisionnements saisonniers ou annuels doivent-ils être envisagés? Le renouvellement de contrats de long terme (par exemple les premiers contrats éoliens qui viendront à échéance) sera-t-il requis et, si oui, quelles actions devraient être mises en oeuvre dès maintenant pour que cela ne soit pas nécessaire ?

La FCEI recommande donc que les figures 3D-2 à 3D-5 ne soient pas tronquées aux valeurs positives, mais présentent plutôt l'équilibre complet des approvisionnements sur les 8760 heures de l'année incluant les surplus et que les données et calculs sous-jacents (incluant la contribution de chaque moyen d'approvisionnement) soient déposés dans un chiffrier en format électronique manipulable. »

Demandes :

16.1 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de répondre à la recommandation de la FCEI sur la présentation du bilan du Distributeur.

Réponse :

1 **Le bilan en puissance du Distributeur montre les besoins et les**
2 **approvisionnements disponibles à la pointe, en tenant compte de la réserve**
3 **requis pour satisfaire le critère de fiabilité.**

4 **Dans la pièce mentionnée à la référence, la FCEI émet le souhait que des**
5 **données horaires plus détaillées soient déposées.**

6 **Le Distributeur soutient que toute l'information requise pour apprécier ses**
7 **besoins et sa stratégie d'approvisionnement est déposée au dossier. Par**
8 **exemple, les surplus en énergie sont présentés dans le bilan en énergie et**
9 **tous les approvisionnements du Distributeur sont détaillés, en énergie et en**
10 **puissance, aux tableaux 3C-2 et 3C-3 de la pièce HQD-1, document 2.3**
11 **(B-0009). De plus, le Distributeur dépose à la Régie, en réponse aux exigences**
12 **28, 29 et 33 du Guide de dépôt, les données horaires de l'électricité**
13 **patrimoniaire, des besoins réguliers du Distributeur et des**
14 **approvisionnements additionnels requis. Ce fichier est disponible pour**
15 **consultation par les intervenants (confer pièce B-0027).**

16 **Par ailleurs, dans le présent dossier, le Distributeur ne prévoit aucun appel**
17 **d'offres de long terme, ni en énergie, ni en puissance et ne demande**
18 **l'approbation d'aucun nouveau programme ou contrat d'approvisionnement.**
19 **Par conséquent, il ne considère pas opportun de fournir des informations**
20 **aussi précises que celles demandées par la FCEI, ces informations excédant**
21 **le niveau nécessaire pour l'analyse de la planification du Distributeur.**

16.2 Le cas échéant, veuillez proposer une méthode permettant d'évaluer la marge de manœuvre du Distributeur pour alimenter de nouvelles charges « hors-pointe » avant qu'il ne soit obligé d'avoir recours à des approvisionnements de court terme.

Réponse :

1 **Le Distributeur planifie l'utilisation de l'ensemble de son portefeuille**
2 **d'approvisionnements en évaluant les besoins sur une base horaire. Toute**
3 **évolution prévue de la charge, en pointe ou hors-pointe, sera comblée à la**
4 **suite de l'optimisation des moyens d'approvisionnement à sa disposition.**

16.3 Veuillez présenter le bilan horaire de contribution des systèmes de bi-énergie contrôlés selon le critère de la température et élaborer sur la coïncidence de cette contribution par rapport aux besoins du Distributeur.

Réponse :

5 **Le Distributeur ne dispose pas de mesures horaires pour l'effacement des**
6 **clients à la biénergie résidentielle. Le Distributeur utilise toujours la méthode**
7 **décrite au dossier R-3864-2013⁷ pour estimer l'effacement à la pointe du parc**
8 **biénergie.**

9 **Le Distributeur confirme que l'effacement du parc biénergie est coïncident à la**
10 **pointe puisque celle-ci survient généralement lorsque la température est**
11 **inférieure à -20°C, soit en deçà de la température de permutation. En fait, il est**
12 **important de rappeler que l'intérêt du parc de biénergie pour le Distributeur**
13 **réside dans le fait que son effacement est déclenché non pas uniquement à la**
14 **pointe du réseau mais également lors des heures de forte demande, qui**
15 **surviennent elles aussi lorsque la température est inférieure à la température**
16 **de permutation.**

16.4 Veuillez indiquer l'état d'avancement du projet-pilote de bi-énergie et confirmer le dépôt d'une proposition tarifaire ou commerciale en suivi de ce projet pilote au prochain dossier tarifaire.

Réponse :

17 **Les prochaines étapes du projet pilote consistent à analyser les données de**
18 **consommation des participants et réaliser un sondage auprès de ceux-ci. Le**
19 **Distributeur fera un suivi dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

⁷ Voir la réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1 (B-0026) du dossier R-3864-2013.

- 17. Références :** (i) Pièce [C-GRAME-0009](#), page 7-8;
(ii) Pièce [C-GRAME-0009](#), page 24.

Préambule :

(i) « [...] le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que le Distributeur clarifie les raisons pour lesquelles les compensations pour le mazout sont élevés au Nunavik, compte tenu de l'Entente concernant la mise en oeuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik (2015) indiquant le remboursement des frais d'exploitation, dont les coûts de chauffage et de l'électricité pour les logements sociaux,[...] ».

(ii) « De l'avis du GRAME l'enjeu du chauffage d'appoint électrique dans les réseaux du Nunavik n'est pas résolu et impacte toujours la demande de ces réseaux. »

Demandes :

17.1 Veuillez commenter l'affirmation selon laquelle « les compensations pour le mazout sont élevés au Nunavik ». Élaborer également sur le degré de responsabilité du Distributeur à l'égard de l'approvisionnement des différentes sources d'énergies des communautés du Nunavik. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la répartition des coûts liés à l'approvisionnement en combustible des habitations entre le Distributeur et des tiers.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur rappelle que les clients du marché Résidentiel admissibles au**
2 **PUEÉ au Nunavik représentent moins de 5 % des habitations. Le**
3 **remboursement des frais de chauffage et d'électricité dont il est fait mention**
4 **au préambule i ne visent pas ces clients mais bien les logements sociaux, qui**
5 **relèvent de l'Office municipal d'habitation Kativik.**
- 6 **Les facteurs qui expliquent les compensations versées dans le cadre du**
7 **PUEÉ au Nunavik se déclinent comme suit :**
- 8 • **Le prix du mazout dans les réseaux autonomes du Nunavik est plus**
9 **élevé que dans les réseaux situés au sud en raison du transport, mais**
10 **également du type de carburant⁸.**
 - 11 • **La proportion de clients Affaires inscrits au PUEÉ est plus élevée que**
12 **dans d'autres réseaux, soit 70 % au Nunavik, comparativement à 25 %**
13 **aux Îles-de-la-Madeleine (IDLM) par exemple. Par ailleurs, la**
14 **compensation versée au Nunavik pour les clients Affaires est de 30 %,**
15 **alors qu'elle est de 10 % aux IDLM.**

⁸ Diesel arctique, comme indiqué au tableau 3D-1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0011).

- 1 • La saison de chauffage est plus longue et plus rigoureuse que dans
2 les réseaux situés au plus au sud, donc la consommation de mazout y
3 est plus importante.

4 Le Distributeur n'est responsable que des approvisionnements en
5 combustible requis pour ses besoins de production. Quant à
6 l'approvisionnement en combustible des habitations, la responsabilité du
7 Distributeur est limitée au versement de la compensation définie dans le cadre
8 du PUEÉ au fournisseur local de mazout.

17.2 Veuillez élaborer sur les compensations qui sont versées au Nunavik dans le cadre
du PUEÉRA en précisant s'il y a d'autres remboursements du Distributeur ou d'autres
parties versés aux communautés. Dans votre réponse, veuillez indiquer :

- comment le Distributeur s'assure que l'ensemble des remboursements versés
n'excède pas la valeur du combustible consommé;
- comment le Distributeur s'assure que les remboursements ne portent que sur du
combustible à chauffage résidentiel.

Réponse :

9 Le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est régi par des
10 ententes ou conventions entre le Distributeur et les communautés
11 concernées.

12 Le processus mis en place dans le cadre de ces ententes assure que le client
13 est admissible en vertu des modalités du PUEÉ et que le mazout livré n'est
14 utilisé que pour les usages pour lesquels il est désigné. Le fournisseur
15 responsable de la livraison du mazout chez les clients doit s'assurer que le
16 client auquel il livre figure sur la liste des clients admissibles, laquelle est
17 élaborée conjointement par le Distributeur et la société Makivik. Par ailleurs,
18 toutes les nouvelles demandes d'adhésion au PUEÉ font l'objet d'une visite
19 d'un inspecteur, lequel doit s'assurer que le client ne reçoit pas de subvention
20 d'un autre organisme gouvernemental.

21 Le Distributeur se réserve le droit d'exclure un client utilisant le mazout pour
22 des usages non autorisés par l'entente. Pour être admissible à la
23 compensation offerte par le Distributeur et versée au fournisseur, le mazout
24 doit obligatoirement :

- 25 • avoir été livré au réservoir identifié à l'adresse du client admissible ;
- 26 • pour la clientèle résidentielle, être utilisé pour le chauffage de l'espace
27 et de l'eau ;

- 1 • pour la clientèle commerciale, être utilisé pour le chauffage de l'espace
2 et de l'eau ainsi que pour certains autres usages expressément
3 autorisés par écrit par le Distributeur.

4 **Tout autre utilisation est expressément exclue du PUEÉ et ne donne aux**
5 **clients aucun droit à la compensation consentie en vertu de l'entente.**

6 **Les ajustements tarifaires se reflètent également sur les compensations**
7 **versées dans le cadre du PUEÉ et les clients sont avisés lors de ces**
8 **changements.**

17.3 Veuillez élaborer sur l'avis du GRAME à la référence (ii).

Réponse :

9 **Le comité de liaison se réunit mensuellement afin d'identifier les actions à**
10 **mettre en place afin de réduire la consommation d'énergie au Nunavik et**
11 **identifier de nouvelles opportunités que pourrait mettre de l'avant le**
12 **Distributeur en efficacité énergétique.**

13 **La campagne radio diffusée aux mois d'octobre et décembre 2016 demandant**
14 **aux clients de réduire l'usage du chauffage d'appoint découlait d'une**
15 **suggestion du comité de liaison. Ce message sera de nouveau diffusé à**
16 **l'automne 2017.**

ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

- 18. Références :** (i) Pièce [B-0006](#), p. 27;
(ii) Suivi décision [D-2009-094](#), p. 10;
(iii) [Politique énergétique 2030](#), p. 51;

Préambule :

(i) « Lors du dépôt du Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur mentionnait qu'il allait entreprendre des démarches afin de participer aux marchés volontaires, notamment en visant la certification de ses parcs éoliens à travers le programme Écologo, avenue qui pourrait lui permettre de commercialiser les attributs environnementaux de certains de ses approvisionnements renouvelables. [...]

Dans cette optique, le Distributeur a initié un projet pilote à la fin de l'année 2014 en concluant des ententes pour la commercialisation des attributs environnementaux associés à deux petites centrales hydroélectriques et un parc éolien dans le cadre du programme Écologo. À la suite de la conclusion de ces ententes, les fournisseurs ont amorcé les démarches de certification de leurs installations. Ayant obtenu ou renouvelé la certification

de leurs installations au cours de l'année 2015, les fournisseurs impliqués ont commencé à déployer des efforts de commercialisation des CER associés à l'énergie produite par leurs installations. À ce jour, plusieurs intermédiaires de marché actifs dans le marché volontaire des CER ont été contactés et bien que certains aient manifesté de l'intérêt envers les attributs environnementaux offerts dans le cadre de ce projet pilote, les efforts déployés ne se sont pas encore traduits par des ventes fermes de CER. »

[nous soulignons]

(ii) « 1.6 Attributs environnementaux

Le promoteur reconnaît que les attributs environnementaux susceptibles d'être associés à la production d'électricité de la centrale demeurent la propriété d'Hydro-Québec Distribution. Le promoteur qui souhaite néanmoins se porter acquéreur des attributs environnementaux doit présenter une offre de rachat en ce sens à Hydro-Québec Distribution lors du dépôt de sa soumission (voir l'article 2.1.3 de la Formule de soumission). »

(iii) « Le gouvernement entend soutenir les entreprises québécoises afin qu'elles puissent tirer parti de l'ouverture de nouveaux marchés découlant de la hausse de la demande mondiale d'énergie éolienne.

C'est dans ce contexte que s'inscrit la vision du développement éolien du gouvernement du Québec, qui souhaite que des parcs éoliens construits au Québec puissent répondre à des occasions d'affaires et exporter toute leur électricité vers les marchés nord-américains. L'objectif du gouvernement est de tirer profit de la filière éolienne en limitant l'incidence sur les tarifs d'électricité des consommateurs québécois grâce à la planification des approvisionnements, lorsque Hydro-Québec aura des besoins énergétiques.» [nous soulignons]

Demandes :

18.1 Selon le libellé en référence (i), les efforts de commercialisation des certificats d'énergie renouvelable (CER) sont déployés par les « fournisseurs ». Veuillez élaborer sur le rôle du Distributeur dans le processus de commercialisation des CER.

Réponse :

1 **Le Distributeur supporte les fournisseurs à l'étape de la qualification des**
2 **attributs environnementaux, notamment par la délivrance d'attestations de**
3 **production d'énergie des centrales visées par le projet pilote et des quantités**
4 **de CER associées à cette production. Par la suite, il accompagne les**
5 **fournisseurs dans leurs efforts de commercialisation tout en ayant un droit de**
6 **regard sur les modalités contractuelles des ententes de commercialisation.**

18.2 Veuillez préciser si le Distributeur est titulaire des attributs environnementaux associés à l'électricité des petites centrales hydroélectriques sous contrat (référence (ii)).

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il est titulaire des attributs environnementaux,**
2 **comme spécifié à l'article 21.2 de ses contrats d'approvisionnement en**
3 **électricité provenant de petites centrales hydroélectriques.**

18.3 Compte tenu de l'intérêt que semblent avoir manifesté certains intermédiaires à l'égard des attributs environnementaux lors du projet pilote (référence (i)), veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le Distributeur n'a pas été en mesure de concrétiser, à ce jour, des ventes fermes de CER.

Réponse :

4 **Le Distributeur rappelle qu'il existe deux principaux débouchés pour la**
5 **revente des attributs environnementaux, soit les marchés volontaires et les**
6 **marchés obligatoires ou réglementaires.**

7 **Le projet pilote constitue la première tentative de commercialisation**
8 **d'attributs environnementaux sur les marchés volontaires pour le**
9 **Distributeur. Contrairement aux marchés réglementés de CER en vigueur,**
10 **notamment dans plusieurs États américains, les marchés volontaires**
11 **n'exigent pas la livraison physique de l'énergie donnant lieu aux CER dans les**
12 **marchés auxquels ces certificats sont destinés.**

13 **Les marchés volontaires sont, de façon générale, caractérisés par peu de**
14 **barrières à l'entrée, ce qui influence à la hausse l'offre de CER. À l'opposé, la**
15 **demande de CER sur les marchés volontaires est relativement fragmentée et**
16 **les transactions qui s'y effectuent portent souvent sur de faibles volumes. Par**
17 **conséquent, la pénétration de ce marché exige de déployer des efforts**
18 **soutenus afin d'obtenir une certaine reconnaissance de la part des différents**
19 **acteurs actifs sur ces marchés.**

20 **Dans ces conditions, les efforts de commercialisation des CER initiés par le**
21 **Distributeur dans le cadre de ce projet pilote peuvent prendre un certain**
22 **temps avant de donner des résultats concrets. Le Distributeur demeure**
23 **confiant de conclure une première transaction de ventes de CER au cours de**
24 **l'année 2017.**

18.4 Veuillez élaborer sur les marchés volontaires de transactions de CER (référence (i)), leurs intermédiaires ainsi que leurs potentiels de valorisation économique des attributs environnementaux associés aux approvisionnements renouvelables sous contrats avec le Distributeur.

Réponse :

25 **Les marchés volontaires de CER n'étant pas réglementés, les transactions se**
26 **réalisent exclusivement par le biais d'ententes bilatérales entre acheteurs et**

1 **vendeurs. Pour cette raison, peu ou pas d'information de marché portant sur**
2 **les volumes et les prix pratiqués sur ces marchés est disponible**
3 **publiquement.**

18.5 Dans sa Politique énergétique 2030, le gouvernement indique qu'il souhaite que des parcs éoliens construits au Québec puissent répondre à des occasions d'affaires et exporter toute leur électricité vers les marchés nord-américains (référence (iii)). Compte tenu du cadre réglementaire existant, veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur afin de contribuer à l'atteinte de cet objectif.

Réponse :

4 **Le Distributeur rappelle qu'il n'est pas autorisé à revendre l'énergie produite**
5 **par les parcs éoliens et centrales sous contrat avec lui sur les marchés**
6 **voisins. Par conséquent, il n'est pas en mesure de commercialiser les**
7 **attributs environnementaux associés à l'énergie qui lui est livrée dans le**
8 **cadre de ces contrats sur les marchés réglementés des CER.**

9 **Voir également la réponse à la question 18.3.**

18.6 Veuillez élaborer sur la possibilité que le Producteur puisse valoriser sur les marchés avoisinants les attributs environnementaux associés aux approvisionnements renouvelables sous contrats avec le Distributeur. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur les marchés d'attributs environnementaux auxquels le Producteur pourrait avoir accès.

Réponse :

10 **En vertu des contrats conclus par le Distributeur, celui-ci est l'acheteur**
11 **exclusif de l'électricité produite par les parcs éoliens et centrales liés à ces**
12 **contrats. Par conséquent, il n'est pas possible pour le Producteur de valoriser**
13 **sur les marchés voisins les attributs environnementaux associés aux**
14 **approvisionnements renouvelables sous contrat avec le Distributeur.**