

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DU GRAME
relative à la *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement*
2014-2023 du Distributeur

UNE STRATEGIE GLOBALE POUR LES ASPECTS DE PRODUCTION D'ENERGIE :

1. Moyens pour répondre aux besoins en réseaux autonomes

Références

i. R-3864-2014, D-2014-017, para. 65, 67 et 68, section 3.2.3 APPELS D'OFFRES

[65] Le GRAME souhaite la mise en place d'une stratégie globale préalable au lancement d'appels d'offres pour combler les besoins énergétiques des réseaux autonomes de même que l'implantation de procédures d'appels d'offres en efficacité énergétique

[67] Dans sa réplique, le GRAME reconnaît que la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas en réseaux autonomes, **mais souhaite qu'une procédure similaire puisse être mise en place, afin de favoriser l'octroi de contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas, en accordant un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement** ainsi qu'aux projets en efficacité énergétique.

[68] Dans le contexte précisé par le GRAME en réplique, la Régie est d'avis que le sujet est pertinent au Plan.

ii. R-3748-2010, D-2011-162, section 3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS

[352] Selon le Distributeur, la piste la plus prometteuse pour la production d'électricité dans la plupart des communautés demeure le JED. La technologie éolienne est mature et présente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine. Pour l'hydraulique, le réseau d'Inukjuak offre un potentiel intéressant. **Au sujet de la biomasse forestière, les réseaux d'Opitciwan et de Port-Menier disposent de ressources suffisantes, mais la rentabilité des projets reste à démontrer.** La plupart des autres technologies ne sont pas encore matures ou ne permettent pas de réduire les coûts. (Notre surligné)

[355] Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'il évalue, pour tous les projets, la possibilité de s'associer avec des tierces parties dans l'élaboration et la mise en oeuvre de projets d'efficacité énergétique, d'intégration de technologies d'énergie renouvelable et de récupération de la chaleur. En outre, le Distributeur n'écarte pas la possibilité d'acheter de l'électricité de centrales appartenant à des communautés ou de constituer des partenariats avec ces communautés pour la construction et l'exploitation d'équipements de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, de l'hydraulique ou de la biomasse forestière. **Il est notamment en discussion avec les communautés d'Inukjuak et d'Opitciwan pour l'achat d'énergie¹.** (Notre surligné)

[356] Le GRAME recommande que de tels projets se réalisent en partenariat avec les communautés, afin de permettre non seulement une réduction des tarifs, mais également d'assurer leur acceptabilité sociale².

¹ R-3848-2011, Pièce B-0006, pages 23 et 24.

² R-3848-2011, Pièce C-GRAME-0014, page 15.

[357] La Régie est avis que le Distributeur doit poursuivre ses efforts en vue de favoriser l'implication des communautés dans des projets locaux, y compris ceux de production d'électricité et de récupération de chaleur. Par ailleurs, elle accueille favorablement le fait que, à l'étape de la conception du projet de centrale thermique à Kuujuaq, le Distributeur s'est enquis auprès de la communauté de son intérêt pour de la chaleur excédentaire³.

iii. **Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, MAÎTRISER NOTRE AVENIR ÉNERGÉTIQUE, page 191**

42. Réseaux et grands consommateurs non reliés :

42.1 Qu'Hydro-Québec finalise rapidement l'étude des scénarios disponibles pour le remplacement des groupes diesel qui alimentent les Îles-de-la-Madeleine, notamment le scénario prévoyant la pose d'un câble sous-marin;

42.2 Qu'Hydro-Québec soutienne la mise en place de solutions de remplacement total ou partiel des groupes diesels par des énergies renouvelables ou à plus faibles émissions de GES.

iv. **Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, MAÎTRISER NOTRE AVENIR ÉNERGÉTIQUE, page 245**

3.5 Sur l'innovation et la R&D

Il a été recommandé au gouvernement de reconnaître les expériences à succès existant au sein des communautés des Premières Nations, d'en favoriser la transposition aux autres communautés par exemple le système à la biomasse forestière d'Oujé-Bougoumou, les profils énergétiques réalisés de Pikogan, Manawan et Pakua Shipi, et le projet pilote d'efficacité énergétique de Mashteuiatsh) et de miser sur certaines communautés pour en faire des vitrines technologiques

v. **Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, MAÎTRISER NOTRE AVENIR ÉNERGÉTIQUE, p. 186, Section 5 : LES RÉSEAUX ET GRANDS CLIENTS NON RELIÉS**

Pour des raisons économiques, les Îles-de-la-Madeleine, certaines communautés isolées de la Côte-Nord, de la Baie-James, de l'Ungava et **plusieurs camps miniers ne sont pas desservies par le réseau de transport de TransÉnergie**. Ces communautés disposent de réseaux autonomes alimentés par des groupes électrogènes consommant du diesel. Lors de la consultation publique, plusieurs approches ont été suggérées pour pallier ces besoins. Tout d'abord, il faut remplacer les groupes diesels qui alimentent les Îles-de-la-Madeleine car ils atteindront la fin de **leur vie utile en 2023**. La Commission est d'avis qu'il faut rapidement étudier les options possibles. Les informations disponibles indiquent que la pose d'un câble sous-marin reliant les îles au continent offrirait aux insulaires les meilleures perspectives de développement et une plus grande stabilité d'approvisionnement. Cette solution contribuerait à réduire les surplus d'Hydro-Québec Distribution ainsi que les émissions de GES. Certaines unités diesel pourraient être conservées uniquement pour parer aux situations d'urgence. Pour les autres communautés, le recours aux énergies alternatives peut permettre de remplacer les groupes électrogènes totalement ou partiellement.

³ R-3848-2011, Pièce B-0026, page 18.

Ainsi, la biomasse est disponible à Obedjiwan⁴, le vent à Povungnituk, l'énergie hydrolienne à Kuujuaq. Pour les camps miniers, un cocktail d'éolien, de propane, de gaz naturel liquéfié ou d'équipement à l'hydrogène pourrait être plus approprié.

vi. **R-3864-2013, B-009, page 21**

Biomasse forestière

Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur annonçait que des discussions avaient été entamées avec la communauté autochtone d'Opitciwan visant un projet de vente d'électricité produite à partir de biomasse forestière au Distributeur proposé par la communauté. Les discussions avec la communauté sont toujours en cours pour ce projet.

vii. **R-3864-2013, B-009, page 20**

Génératrices mobiles et ajout de capacités

Par exemple, si l'option d'électricité interruptible à Opitciwan n'était pas renouvelée, le Distributeur pourrait procéder à l'installation d'une génératrice mobile pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement. De même, pour le réseau de Schefferville, le Distributeur pourrait ajouter une génératrice mobile supplémentaire dont la capacité permettrait de déplacer le déficit en puissance de plusieurs années.

Enfin, le Distributeur n'exclut pas la possibilité d'ajouter des équipements permanents lorsque la situation l'exige. Il évaluera, annuellement et au cas par cas, le profil des besoins et des caractéristiques des approvisionnements existants afin d'anticiper si de tels investissements sont requis.

viii. **Présentation Le Nord pour tous**



⁴ Note : Opitciwan en [atikamekw](#)

ix. R-3864-2013, B-010, page 64, Tableau 2D-2.9

TABLEAU 2D-2.9
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020
KUUJJUARAPIK

Ventes d'énergie (en GWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-2020
Plan d'approvisionnement 2014-2023 ¹	9,4	9,7	10,1	10,2	10,5	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,3	2,9
Plan d'approvisionnement 2011-2020	10,8	10,9	11,1	11,4	11,6	11,9	12,2	12,5	12,9	13,2	13,5	2,7
Écart	-1,4	-1,2	-1,0	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	0,1

Pointe annuelle (en MW)	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	Croissance 2010-2020
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1,94	1,87	2,01	2,04	2,10	2,16	2,21	2,27	2,32	2,38	2,44	0,50
Plan d'approvisionnement 2011-2020	2,03	2,05	2,10	2,15	2,20	2,26	2,32	2,38	2,45	2,51	2,58	0,55
Écart	-0,09	-0,18	-0,09	-0,11	-0,10	-0,10	-0,11	-0,11	-0,12	-0,13	-0,14	-0,05

¹ Données historiques normalisées pour les conditions climatiques si applicable.

x. R-3708-2009, HQD-12, Document 2, Tableau 39, Impact du procédé de fabrication et conservation de la glace sur la planification des investissements en puissance, Page 70

TABLEAU 39
IMPACT DU PROCÉDÉ DE FABRICATION ET CONSERVATION DE LA GLACE
SUR LA PLANIFICATION
DES INVESTISSEMENTS EN PUISSANCE - HORIZON 2009-2024¹

Municipalité	Augmentation de puissance en phase projet sans procédé	Prochaines augmentations de puissance (excluant celles déjà en cours)		Devancement lié au procédé (années)
		sans procédé	avec procédé	
Baie d'Hudson				
Kuujjuarapik	2012	2024+	2024+	-
Umiujaq		2020	2015	5
Inukjuak		2020	2020	-
Puvirnituq	2010	2018	2017	1
Akulivik	2014	2022	2020	2
Ivujivik		2024	2020	4
Baie d'Ungava				
Salluit		2016	2015	1
Kangiqtujuq		2016 ²	2016	-
Quaqtaq		2013 / 2023	2013 / 2021	- / 2
Kangirsuk		2013 / 2018	2010 / 2015	3 / 3
Aupaluk		2024+	2018	6
Tasiujaq		2018	2012	6
Kuujjuq	2010	2023	2023	-
Kangiqtualujuq		2020	2018	2

¹ Ajout du procédé à la première année de l'horizon de planification, soit en 2009.

² Estimation du Distributeur puisque le procédé ECO-GLACE y est déjà installé.

xi. R-3854-2013, B-0193, tarifs et conditions du Distributeur, en vigueur le 1^{er} avril 2013, Section 2

MODALITÉS D'APPLICATION DES TARIFS GÉNÉRAUX DE PETITE ET DE MOYENNE PUISSANCES POUR LES CLIENTS DES RÉSEAUX AUTONOMES

Tarif G, G-9, M ou MA

art. 7.4, al. 3: «*L'électricité livrée à partir d'un réseau autonome au nord du 53e parallèle, à l'exclusion du réseau de Schefferville, au titre d'un abonnement au tarif G, G-9, M ou MA, peut être utilisée pour des câbles chauffants dans les conduites d'amenée d'eau aux usines de traitement de même que pour la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas. Toutefois, pour fins de gestion de la pointe, ces charges doivent être interrompues sur demande du Distributeur.*» (Notre souligné)

xii. R-3864-2013, B-009, page 5

Suivi de la stratégie du Plan d'approvisionnement 2011-2020

Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur prévoyait, pour la période 2011 à 2013, procéder à des ajouts de puissance aux centrales de Puvirnituk, Kangirsuk, Kuujjuarapik et Opitciwan.

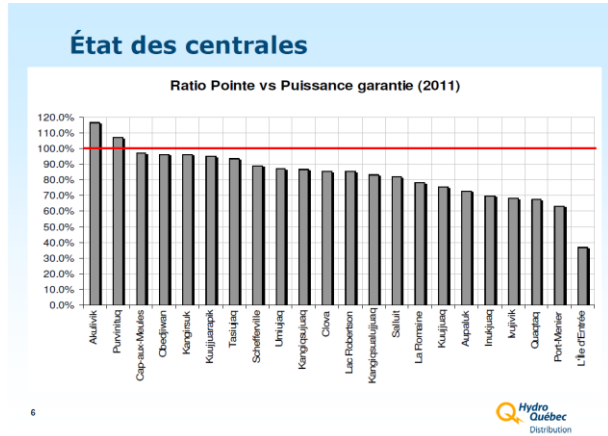
L'augmentation de la capacité des centrales de Puvirnituk (1,3 MW) et de Kangirsuk (0,1 MW) a été réalisée telle que prévue. **En revanche, une révision à la baisse des besoins à Kuujjuarapik ne justifiait plus l'ajout de puissance précédemment planifié.** (Notre souligné)

xiii. R-3864-2013, B-010, Tableau 4.2.9, Bilan en puissance – Kuujjuarapik, page 79

**TABLEAU 4.2.9
 BILAN EN PUISSANCE - KUUJJUARAPIK**

En MW	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23
Besoins en puissance à la pointe	2,04	2,10	2,16	2,21	2,27	2,32	2,38	2,44	2,50	2,55
Puissance installée	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Puissance garantie	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
Réserve en puissance	0,00	-0,06	-0,11	-0,17	-0,22	-0,28	-0,34	-0,40	-0,45	-0,51

xiv. **R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV, État des centrales, ratio Pointe vs Puissance garantie (2011), page 6**



xv. **R-3748-2010, B006, Tableau 8, Augmentation de puissance prévues – Période 2011-2013 (En kW) page 21**

5.1.3. *Augmentations de puissance requises – horizon 2013*

TABLEAU 8
AUGMENTATIONS DE PUISSANCE PRÉVUES – PÉRIODE 2011-2013 (EN kW)

Centrale	2011	2012	2013	2011-2013
Opitciwan	1 280			1 280
Puvirnituq	1 280			1 280
Kangirsuk		100		100
Kuujuarapik			1 880	1 880
Total	2 560	100	1 880	4 540

xvi. **R-3748-2010, B-006, page 26, section Autres sources d'énergie alternatives**

Le Distributeur est présentement en discussion avec les représentants de la communauté pour la réalisation d'un projet de production hydraulique à Inukjuak (voir la section 6.2.3). Par ailleurs, il vient d'entamer des discussions avec la communauté d'Opitciwan pour la réalisation d'un projet de production d'électricité à partir de la biomasse forestière.

xvii. R-3864-2013, B-010, page 71, TABLEAU 3.1, CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION, PAR RÉSEAU ANNÉE 2012

	Nb de groupes	Puissance installée (kW)	Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre)	FU (%) ⁽³⁾
Îles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174 = 67 044	Lourd no.6	1992	79 636	4,61	51
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 X 290, 1 x 320 = 1 150	Léger no.2	1992	10 735	3,24	44
Nunavik							
Akulivik	3	3 x 300 = 900	Léger no.2	Avant 1981	48 981	3,59	57
Aupaluk	3	1 x 320, 1 x 210, 1 x 250 = 780	Léger no.2	Avant 1981	30 361	3,75	54
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 3 758	Léger no.2	Avant 1981	35 608	3,84	65
Ivujivik	3	1 x 250, 2 x 365 = 980	Léger no.2	1985	24 523	3,35	61
Kangiqsualujuaq	3	1 x 855, 2 x 560 = 1 975	Léger no.2	1986	60 529	3,47	56
Kangiqsujuaq	3	1 x 400, 2 x 560 = 1 520	Léger no.2	1981	64 162	3,34	61
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560 = 1 460	Léger no.2	1987	50 886	3,48	57
Kuujuaq	5	5 x 1 250 = 6 250	Léger no.2	2010	7 141	3,86	61
Kuujuarapik	3	3 x 1 135 = 3 405	Léger no.2	Avant 1981 ⁽¹⁾	66 729	3,63	63
Puvituituq	3	2 x 1 135, 1 x 1 880 = 4 150	Léger no.2	Avant 1981	61 447	3,76	63
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Léger no.2	1987	52 665	3,52	55
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Léger no.2	1990	35 002	3,75	62
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210 = 850	Léger no.2	Avant 1981	33 409	3,24	55
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400 = 1 050	Léger no.2	1988	57 785	3,51	58
Basse Côte-Nord							
Blanc-Sablon	4	2 x 855, 2 x 1 600 = 4 910	Léger no.2	nd	31 603	nd	nd
La Romaine	6	1 x 800, 3 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 5 668	Léger no.2	1967	58 222	3,75	46
La Tabatière	7	4 x 1 100, 3 x 800 = 6 800	Léger no.2	nd	33 667	nd	nd
Lac-Robertson	2	2 x 10 800 = 21 600	Hydraulique	1995	so	so	45
Port-Menier (Anticosti)	3	2 x 855, 1 x 1 135 = 2 845	Léger no.2	1992	64 702	3,57	42
Saint-Augustin	1	1 x 400 = 400	Léger no.2	nd	45 994	nd	nd
Schefferville							
Menihék ⁽²⁾	3	2 x 4 500, 1 x 8 000 = 17 000	Hydraulique	1953	so	so	48
Haute-Mauricie							
Opitciwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Léger no.2	1975	42 655	3,46	42
Clova	2	2 x 265 = 530	Léger no.2	Avant 1981	66 000	2,89	37

Note 1 : Reconstruction partielle en 2002 suite à un incendie.

Note 2 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 3 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heure de l'année.

xviii. R-3748-2010, D-2011-162, p. 103, par. 375

« [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.»

xix. Demande R-3648-2007, ANNEXE 2HQD-3, Document 11, Annexe 2, En liasse, préparé pour, Hydro-Québec, par Hélimax Énergie inc.,

Jugeant la qualité des observations rassemblées à la fin de la période de 18 mois pour le site de Kuujuarapik, Hélimax conclut que la campagne de mesure des vents sur ce site a été réussie et a fourni des observations valables. En utilisant une combinaison de contrôle de qualité rigoureux avec une analyse des données

exhaustives selon les normes de l'industrie, Hélimax a démontré, de façon générale, le bon fonctionnement du mât de mesure de vent pour la pleine période d'analyse.

xx. R-3864-2013, B-0010, page 29

□ Des pertes de transport et distribution plus importantes.

D'une part, la présence de pertes de transport contribue à expliquer les écarts entre la production et les ventes en pourcentage supérieurs à 10 % pour les réseaux de Cap-aux-meules, Lac-Robertson et Schefferville. D'autre part, les écarts entre la production et les ventes en pourcentage supérieurs à 10 % s'expliquent aussi par les taux de pertes de transport et de distribution observés supérieurs à 5 % et supérieurs aux taux de pertes théoriques. Tel que mentionné à la section 2, **les réseaux concernés** sont Akulivik, **Kuujuarapik**, Puvirnituk, Salluit, Tasiujaq, Lac-Robertson, Schefferville et Clova. (Notre surligné)

1. Préambule

Considérant la demande de la Régie (Réf. xviii) à l'effet que le Distributeur doit considérer simultanément pour les réseaux autonomes les aspects de production, de tarification et d'efficacité et que la stratégie d'approvisionnement doit donc considérer ces trois aspects pour chacun des réseaux.

Considérant que la Régie dans sa décision D-2013-183 énonce que «ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, qu'il doit décrire dans le cadre du Plan. Ainsi, l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques.»⁵

Par conséquent, la recherche de solutions alternatives doit être examinée à la lumière de l'offre et la demande et des coûts d'opportunités. Plusieurs questions se posent à l'égard notamment de (1) la durée de vie restante de ces centrales, (2) les besoins estimés en énergie et (3) le coût d'opportunité (statut quo Diesel) pour l'ajout ou le remplacement complet par une ressource alternative renouvelable.

Bien que ces questions seront abordées ci-dessous, les cas d'Opitciwan et de Kuujuarapik (Réf. xiii) représentent des enjeux de court terme qui seront questionnés plus spécifiquement. En effet, puisque les augmentations de puissance prévues au Plan d'approvisionnement (2011-2020) précédent ont été reportées, les données relatives à la demande et celles relatives à la production doivent être comparées dans le but de rechercher une solution alternative à l'augmentation de la puissance avec des groupes électrogènes.

⁵ D-2013-183, p. 9, par. 28

1. Demandes

Opitciwan

1.1 (Réf. vii) Veuillez préciser la durée de l'entente d'électricité interruptible à Opitciwan ? Veuillez également indiquer si, à votre connaissance, elle sera renouvelée ?

1.2 (Réf. vii) Dans le cas où elle n'était pas renouvelée, le Distributeur indique qu'il pourra procéder à l'installation d'une génératrice mobile. Si une génératrice mobile devait être installée à Opitciwan, une mesure qualifiée de temporaire par le Distributeur, à combien de temps (années) cette mesure pourrait être maintenue ?

1.3 Durant cette période, le Distributeur serait-il en mesure d'évaluer d'autres options que l'ajout d'un groupe Diesel, comme celle de la biomasse forestière ?

1.4 (Réf. xvii) Pour la centrale d'Opitciwan, veuillez préciser la durée de vie restante des groupes diesel en place ?

Kuujiuarapik

1.5 (Réf. x) Au dossier R-3708-2009, le Distributeur demandait l'assouplissement des conditions des tarifs pour les besoins des communautés pour l'usage d'une patinoire intérieure sur une plus grande période. De plus, dans ce dossier, tel qu'indiqué au tableau 39, le Distributeur annonçait une augmentation de puissance en phase projet *sans procédés* pour le cas de Kuujiuarapik. Veuillez préciser si le projet de patinoire intérieure a vu le jour à Kuujiuarapik ?

1.6 (Réf. xi) Veuillez indiquer si ce projet a pu être alimenté par le réseau de distribution, comme le prévoit le texte des Tarifs et conditions du Distributeur ?

1.7 Si non, veuillez indiquer si des raisons techniques ont fait en sorte que le Distributeur n'a pas été en mesure d'offrir une alimentation électrique au projet de patinoire intérieure de Kuujiuarapik ?

1.8 Veuillez indiquer si le réseau de distribution permet l'ajout de puissance additionnelle et jusqu'à combien de puissance additionnelle ?

1.8.1 (Réf. xx) Veuillez indiquer si les pertes en distribution, évaluées comme importantes par le Distributeur, sont liées à l'état du réseau de distribution ?

1.8.2 Si oui, l'ajout de puissance pourrait-elle causer des dommages au réseau de distribution ?

1.9 De plus, veuillez préciser si, dans le cas d'une réfection de la centrale, ou de l'ajout de puissance, le Distributeur sera dans l'obligation d'accroître également la capacité de son réseau de distribution ?

1.10 (Réf. ix et xii) Dans le contexte où l'ajout de puissance sur le réseau de Kuujjuarapik⁶ a été reporté en raison d'une baisse de la demande en puissance qui avait été prévue au précédent Plan d'approvisionnement, veuillez indiquer si les besoins de puissance pour ce projet de patinoire intérieure ont été exclus de l'évaluation des besoins présentée au Tableau 2D-2.9?

1.11 (Réf. ix) Concernant Kuujjuarapik, l'évaluation de la demande en puissance est à la baisse en comparaison avec le Plan 2011-2020. Veuillez préciser pour quelle(s) raison(s) le Distributeur fournit une évaluation à la baisse de la pointe annuelle ?

1.12 Veuillez indiquer plus précisément votre méthode d'évaluation des besoins de cette communauté ?

1.13 Veuillez indiquer si la communauté de Kuujjuarapik participe à l'établissement d'un plan pour ses besoins énergétiques ?

1.14 Le Distributeur est-il au fait d'autres projets de développement dans cette communauté, si oui, lesquels ?

1.14.1 Si non, le Distributeur va-t-il consulter la communauté sur ses projets d'avenir et ses besoins en énergie pour assurer son développement ?

1.15 (Réf. viii) Le Distributeur est-il au courant du projet du gouvernement concernant les projets d'un lien routier reliant Radisson aux communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik, et d'un projet de quai en eaux profondes ?

1.15.1 Si oui, l'a-t-il pris en compte dans l'évaluation des besoins en énergie et en puissance ?

Bilan de l'état des centrales

1.16 (Réf. xiv) Veuillez mettre à jour la figure *État des centrales* ratio Pointe vs Puissance garantie (2011) en tenant compte des nouvelles données de croissance de la demande identifiées au présent plan d'approvisionnement 2014-2023 ?

1.17 (Réf. xv et xix) On constate au dossier R-3748-2010 (Tableau 8) que sur quatre réseaux planifiés pour la période 2011-2013, deux (Opitciwan et Kuujjuarapik) n'ont pas fait l'objet d'ajout de puissance selon l'information au dossier (R-3864-2013). Nous constatons que des discussions ont lieu avec la communauté pour le cas d'Opitciwan (Réf. vi.) pour l'installation d'une ressource alternative au diesel, soit de la biomasse forestière et que l'option interruptible a permis le report d'investissements additionnels. Dans le cas de Kuujjuarapik un *Rapport Météorologique* a été soumis par le Distributeur au dossier R-3648-2007, bien qu'aucun projet alternatif de production n'ait été identifié

⁶ R-3864-2013, B-009, page 5

par la suite par le Distributeur. Veuillez indiquer si un projet alternatif de production est à l'étude pour Kuujuarapik ?

1.17.1 Si oui, veuillez indiquer la ressource alternative prévue et donner des détails sur l'état d'avancement du projet ?

1.17.2 De votre avis, si un projet alternatif voyait le jour, dont parfois les délais peuvent être significatifs, le Distributeur serait-il en mesure de reporter l'ajout de puissance dans l'attente de la réalisation d'un tel projet ?

1.17.3 Si oui, de combien d'années et par quels moyens ?

1.18 Veuillez aussi produire une liste de tous les projets alternatifs à la production Diesel déposés auprès du Distributeur pour la mise en place de ressources alternatives ?

1.19 Seriez-vous en faveur de la mise en place d'un programme d'achat d'énergies de sources alternatives en réseaux autonomes, dont la méthodologie de détermination du coût d'opportunité, de même que la détermination des critères de sélection et des procédures d'appel d'offres seraient approuvées préalablement par la Régie ?

1.20 (Réf. xv, xviii et xiv) Considérant la demande de la Régie (réf. xviii.) à l'effet que le Distributeur doit considérer simultanément pour les réseaux autonomes les aspects de production, de tarification et d'efficacité et que la stratégie d'approvisionnement doit considérer ces trois aspects pour chacun des réseaux. Considérant également l'évolution des besoins d'augmentation de puissance sur la période 2014-2023, donc en considérant État des centrales, ratio Pointe vs Puissance garantie (réf. xiv), veuillez présenter un bilan pour les cinq prochaines années des besoins d'ajout de puissance selon chacun des réseaux sous le format du tableau 8 (réf. xv), et si possible, un bilan sur la durée du Plan d'approvisionnement, selon l'information disponible.

1.21 (Réf. xvii) En considérant la durée de vie utile des équipements pour chacun des réseaux, (B-010, Tableau 3.1), il y a lieu de considérer le coût d'opportunité de remplacement des centrales en fin de vie utile. Veuillez présenter sous forme de tableau une estimation de la durée de vie restante des centrales pour chacun des réseaux autonomes.

1.21.1 Plus précisément, dans les cas où il y a eu une réfection partielle de certains groupes diesel, ou l'ajout d'unités plus récentes, une moyenne d'âge des groupes est peu utile, et l'estimation de la durée de vie restante peut être biaisée si elle est exprimée par une moyenne. Donc dans ces cas, veuillez être plus précis et fournir une information permettant d'illustrer à quel moment une décision de réfection majeure est à envisager sur la durée du plan d'approvisionnement.

2. EVALUATION DU COUT D'OPPORTUNITE DES INVESTISSEMENTS 'DIESEL'

2. Références

i. R-3864-2013, B-0010, page 74

**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		
Akulivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Ivujivik	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
Puvimituq	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

ii. **R-3854-2012, B-0017, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, page 8**

TABLEAU 2
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2013

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	16,40	135	55%	2,82	19,22
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	28,30	680	48%	16,08	44,38
La Romaine	25,51	680	46%	16,86	42,37
Haute-Mauricie					
Clova	29,12	680	42%	18,37	47,49
Opatowan	23,75	680	45%	17,17	40,92
Nunavik					
Akulivik	43,77	800	57%	16,15	59,92
Aupaluk	46,85	800	51%	17,81	64,66
Inukjuak	38,58	800	61%	14,99	53,56
Ivujivik	50,62	800	56%	16,25	66,87
Kangiqsuajuq	47,53	800	58%	15,77	63,30
Kangiqsuajuq	42,42	800	60%	15,15	57,57
Kangirsuk	42,84	800	54%	17,01	59,85
Kuujuuaq	38,10	800	62%	14,70	52,80
Kuujuarapik	38,70	800	65%	14,04	52,74
Puvirnituq	38,64	800	64%	14,34	52,98
Quaqtaq	51,62	800	59%	15,51	67,13
Salluit	38,42	800	60%	15,10	53,52
Tasiujaq	45,29	800	56%	16,27	61,56
Umiujaq	44,40	800	57%	16,07	60,47
Schefferville	2,35	135	54%	2,75	5,10

iii. **R3854-2012, HQD-3, document 4, 2.1. Coût évité en puissance, p. 8 et 9**

2.1. Coût évité en puissance

La méthode utilisée par le Distributeur pour établir le coût évité en puissance des réseaux autonomes repose sur l'utilisation du coût d'un équipement générique de production.(...)

Pour chacun des réseaux du territoire du Nunavik, le coût est établi à 800 \$/kW-an (note 4). Ce coût correspond à celui d'un équipement générique (groupe alimenté au diesel).

Pour les réseaux de la Basse-Côte-Nord et de la Haute Mauricie, le Distributeur retient le coût du Nunavik diminué de 15 %, soit 680 \$/kW-an, afin de tenir compte de la différence dans le coût de transport. Ce coût est plus élevé au Nunavik étant donné son éloignement géographique.

Note 4 : Les changements apportés aux coûts de puissance propres à chacun des territoires, depuis le dépôt du dossier R-3814-2012, sont uniquement attribuables à la mise à jour du taux d'actualisation.

2.2. Coût évité en énergie

La méthode utilisée pour le calcul du coût évité en énergie est la même que celle utilisée lors du précédent dossier tarifaire. La révision actuelle découle de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le rendement des groupes moteurs.

iv. **R-3864-2013, B-009, page 20**

APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES

Le Distributeur poursuit sa stratégie d'approvisionnement en carburant en privilégiant l'appel à la concurrence lorsque possible. Il vise constamment à réduire ses coûts d'approvisionnement en ajustant ses critères d'achat et en étudiant différentes formules de prix. Les contrats d'approvisionnement en mazout comportent des options de prolongation. Ces options permettent au Distributeur de reconduire ou non son contrat pour l'année suivante ou, dans le cas du Nunavik, pour une durée de cinq ans.

v. **R-3854-2012, B-0045, page 49, Tableau 31**

Tableau 31
Classement par fonctions du coût de prestation des réseaux autonomes (M\$)
Année témoin projetée 2014

(1) Rubrique du coût de prestation	(2) Production	(3) Transport	(4) à (8) Distribution					(9) Total	(10) Service à la clientèle	(11) Total Tableau 3
			(4) Postes et centres d'expl.	(5) Moyenne tension	(6) Basse tension	(7) Branche-ment	(8) Éclairage public			
1 <u>Coût de prestation</u>										
2 Charges brutes directes	48,9	0,8	0,6	2,8	2,1	0,1	0,1	5,7	5,3	60,7
3 Charges de services partagés										
4 Facturation interne reçue*	17,2	0,1	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	1,7	1,5	20,5
5 Rendement des fournisseurs	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
6 Total	17,4	0,1	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	1,7	1,5	20,7
7 Coûts capitalisés										
8 Prest. de travail et gestion de mat.	(3,6)	(0,0)	(0,2)	(0,7)	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(1,5)	(0,2)	(5,2)
9 Imputations et déversements	1,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	1,8
10 Total	(2,1)	0,0	(0,1)	(0,7)	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(1,3)	(0,0)	(3,5)
11 Frais corporatifs	1,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	1,6
12 Achat de combustible	91,8	-	-	-	-	-	-	-	-	91,8
13 Amortissement	20,0	3,9	0,5	1,6	1,2	0,1	0,1	3,3	-	27,2
14 Taxes										
15 BEIÉ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16 Taxe sur les services publics	1,4	0,5	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	-	2,3
17 Taxes municipales et scolaires	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
18 Total	1,8	0,5	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	2,7

vi. **R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M \$), page 7**

TABLEAU 2
COMPARAISON DES REVENUS REQUIS ET
DES REVENUS DES VENTES DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M\$)

Réseau relié	
Ventes (GWh)	169 569
Revenus des ventes	10 752,7
Revenus requis	10 978,8
Écart	(226,1)
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	387
Revenus des ventes	31,6
Revenus requis	233,9
Écart	(202,3)

vii. **R-3864-2013, B-009, page 20**

Génératrices mobiles et ajout de capacités

L'installation de génératrices mobiles est la solution adoptée par le Distributeur, lorsqu'il s'agit **de déployer à court terme des moyens additionnels de production**. En effet, ces équipements peuvent être installés rapidement pour combler les besoins de courte durée, notamment lors des périodes de pointes hivernales ou pour pallier des situations d'urgence. L'utilisation de génératrices mobiles est moins coûteuse que l'installation de groupes permanents et **permet de repousser de quelques années des investissements importants visant à augmenter la puissance d'une centrale**.

viii. **D-2012-021, R-3768-2011**

4. PROVISIONS, PASSIFS ÉVENTUELS ET ACTIFS ÉVENTUELS (IAS 37)

[48] Pour revenir à la question de l'application de la norme IAS 37 et des obligations implicites de la Demanderesse, la Régie prend acte du fait que la Demanderesse les identifiera et en tiendra compte dans ses projections pour l'année de base et l'année témoin projetée, le cas échéant.

ix. **R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV, page 96**

Coûts liés à l'exploitation des réseaux autonomes

- **Sur la période 2005-2010, taux de croissance annuel moyen des coûts liés à l'exploitation de 2,8 % se décomposant en :**
 - + 10 % : taux de croissance annuel moyen du coût du carburant
 - + 5 % : taux de croissance annuel moyen des charges d'exploitation et sensiblement le même taux pour les autres charges
 - 5 % : taux de croissance annuel moyen de l'amortissement et de l'intérêt
- **Un coût moyen par kWh de 43 ¢ en 2010, présentant d'importantes disparités**
 - Coût moyen oscillant entre 33 ¢/kWh aux Iles-de-la-Madeleine et 1,28 \$/kWh à Aupaluk
 - Près de 75 ¢/kWh : le coût moyen par kWh au Nunavik

Référence : HQD-13, document 1

2. Préambule

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention aux paragraphes 27 et 28, et en lien avec la décision D-2013-183 (par. 28) et la décision D-2014-017, (par. 67 et 68), le GRAME aborde la question des caractéristiques des contrats d'approvisionnement, et cela, afin que les coûts en alimentation électrique favorisent un approvisionnement au plus bas prix en **accordant un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement**. Ainsi, la détermination d'un prix plancher, ou coût d'opportunité, est nécessaire pour chacun des réseaux, de même que l'élaboration d'une méthode précise pour fixer un tel coût d'opportunité, et cela, afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables. Il s'agit donc d'évaluer le coût d'opportunité des investissements 'diesel'. Le GRAME soumet les questions suivantes afin de vérifier les composantes d'un tel coût d'opportunité.

En effet, des différences importantes et significatives sont constatées entre les coûts de revient par réseau (Réf. i) et les coûts évités (Réf. ii) par réseaux autonomes, bien que les coûts évités totaux par réseau incluent également le coût évité en puissance et qu'au tableau 2 (réf. ii) ces coûts ont été actualisés, donc mis à jour pour 2013 et que les coûts de revient par réseau pour l'année 2012 (tableau 3.2, réf. i) ne le soient pas.

Par exemple : le coût de revient du réseau de Kuujjuarapik est de 70,4 c/kWh, alors que le coût évité total est de 52,74 c/kWh ; le coût de revient pour Akulavik est de 109,7 c/kWh, alors que le coût évité en 2013 est de 47,49 c/kWh ; le coût de revient pour Opitciwan est de 49,2 c/kWh, alors que son coût évité est de 40,92 c/kWh.

2 Demandes

2.1 (Réf. i et ii) Veuillez présenter en détails les calculs faits pour arriver (1) aux coûts de revient et ceux faits pour arriver (2) aux coûts évités ?

2.2 De plus, veuillez fournir trois exemples de ces calculs pour **les trois réseaux** (Kuujjuarapik, Akulavik et Opitciwan) donnés en exemples en préambule ?

2.3 (Réf. i) Dans le cas des coûts de revient, veuillez préciser si le coût total inclut les taxes sur les carburants ?

2.3.1 Si non, veuillez indiquer à quel endroit le Distributeur inclut ces coûts pour le cas des revenus requis des réseaux autonomes ?

2.4 (Réf. ii) Dans le cas des coûts évités, veuillez préciser si le coût évité en énergie inclut les taxes sur les carburants ?

2.5 (Réf. ii) Dans le cas des coûts évités, veuillez fournir le prix du carburant utilisé pour les trois exemples cités et indiquer si ce prix est le même pour les coûts de revient de ces réseaux ?

2.6 (Réf. ii, note au bas du Tableau) Dans le cas des coûts évités, veuillez fournir le taux d'actualisation utilisé pour mettre à jour les coûts de puissance ?

2.7 (Réf. vii) Qu'en est-il du coût des génératrices mobiles temporaires, comment sont-elles prises en compte dans (1) le coût de revient et (2) dans le coût évité ?

2.8 (Réf. vi) Au dossier R-3854-2013, vous indiquiez des pertes de 202,3 M\$ en réseaux autonomes pour l'année tarifaire projetée (2014). Veuillez préciser si cette perte inclut les coûts de revient par réseau, donc le coût total, incluant l'entretien et l'exploitation (Réf. i, Tableau 3.2), de même que les taxes sur le carburant ?

2.8.1 Si non, veuillez préciser quelle serait la perte des réseaux autonomes, si les taxes sur le carburant étaient incluses sous la rubrique *Revenus requis* des réseaux autonomes (Réf. vi, Tableau 2).

2.8.2 Si non, veuillez indiquer selon quelle méthode le Distributeur récupère les taxes sur le carburant, donc veuillez préciser comment ces taxes sont incluses au revenu requis et de quelle manière elles sont récupérées via les tarifs ?

2.9 (Réf. v, Tableau 31) Dans les coûts de prestation pour les réseaux autonomes, veuillez indiquer si l'item achat de combustibles inclut le prix complet du diesel, avec taxes ?

2.10 (Réf. viii) Dans le cas des coûts évités, veuillez indiquer comment le Distributeur a pris en compte les obligations implicites relatives à la remise en état des sites sur lesquels les centrales des réseaux autonomes opèrent?

2.10.1 Plus précisément, veuillez indiquer si les coûts de remise en état des sites sont pris en compte dans les coûts évités et dans les coûts de revient ? Si oui, veuillez expliquer de quelle manière et donner un exemple chiffré avec un des réseaux autonomes?

2.11 Concernant les coûts de remise en état de sites, comment le Distributeur envisage-t-il de traiter ces coûts si d'autres alternatives renouvelables, comme la biomasse forestière pour le cas d'Opitciwan, sont mises en place par la communauté, donc par une tierce partie ?

2.12 (Réf. ix) Veuillez préciser si le taux de croissance annuel moyen du coût de carburant s'est maintenu à plus de 10 % depuis 2010, sinon, veuillez préciser le taux de croissance annuel entre 2010 et 2014?

3. APPROVISIONNEMENTS EN CARBURANT DES CENTRALES

3. Références

i. R-3864-2014, B-009, HQD-2, doc. 1, p. 22-23

«Centrale de Cap-aux-Meules :

Contrat d'approvisionnement au mazout lourd avec Kildair Services, lequel a été prolongé jusqu'au 28 février 2014. Le Distributeur dispose encore de trois options de prolongation supplémentaires d'une année chacune.

Contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels Delivery G.P.), lequel vient à échéance le 31 décembre 2013. Le Distributeur dispose de trois options de prolongation d'une année chacune.

Centrale de L'Île-d'Entrée :

Contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels Delivery G.P.), lequel est arrivé à échéance le 31 août 2012. Le Distributeur a déjà utilisé deux des trois options de prolongation du contrat. La troisième assurera des approvisionnements jusqu'en 2015.

Centrales du Nunavik :

Contrat d'approvisionnement comportant des clauses de renouvellement annuel assurant des approvisionnements jusqu'au 31 août 2017 avec La Fédération des Coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ), pour onze des quatorze centrales du Nunavik et avec Nunavik Pétro (filiale de la FCNQ), pour les trois autres centrales (Kangiqualujjuaq, Kuujjuaq et Quaqtac). (note 16: Il n'existe aucune concurrence en matière de distribution de produits pétroliers au Nunavik. La FCNQ exerce un monopole sur l'ensemble du territoire.)

Centrale d'Opitciwan :

Contrat d'approvisionnement avec Esso (Pétrolière Impériale Ltée) prenant fin le 31 décembre 2013. Le Distributeur dispose encore de deux options de prolongation d'une année chacune.

Centrale de Clova :

Contrat d'approvisionnement avec la compagnie Huiles HLH comportant trois années de prolongation assurant des approvisionnements jusqu'au 31 mars 2013. Le Distributeur a exercé la première des trois années de prolongation du contrat.

Centrales de la Basse-Côte-Nord :

Contrat avec Energie Valero Inc. qui est l'unique fournisseur pour ce territoire. Le Distributeur et Energie Valero négocient actuellement les termes d'un nouveau contrat visant à assurer les approvisionnements des centrales de la Basse-Côte-Nord. Une entente devrait être convenue d'ici la fin de l'année.»

3. Demandes

Centrale de Cap-aux-Meules

3.1 (Réf. i) La Centrale de Cap-aux-Meules peut-elle fonctionner avec un approvisionnement en diesel # 2 et sans approvisionnement en mazout lourd?

3.2 (Réf. i) Le Distributeur entend-il prolonger le contrat d'approvisionnement au mazout lourd avec Kildair Services jusqu'au 28 février 2017?

3.3 (Réf. i) Le Distributeur a-t-il utilisé l'option de prolongation d'une année du contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels Delivery G.P.) qui venait à échéance le 31 décembre 2013?

3.4 (Réf. i) Le Distributeur entend-il utiliser les trois options d'une année chacune pour la prolongation de son contrat au diesel # 2?

3.5 (Réf. i) Quelles sont les options envisagées par le Distributeur pour son approvisionnement en diesel # 2 après le 31 décembre 2016?

Centrale de L'Île-d'Entrée

3.6 (Réf. i) Quelles sont les options envisagées par le Distributeur pour son approvisionnement en diesel # 2 après le 31 août 2015?

Centrales du Nunavik

3.7 (Réf. i) Considérant le monopole exercé par la FCNQ au Nunavik en matière de distribution de produits pétroliers, le Distributeur envisage-t-il de diversifier ses approvisionnements au Nunavik après le 31 août 2017?

Centrale d'Opitciwan

3.8 (Réf. i) Le Distributeur a-t-il utilisé l'option de prolongation d'une année du contrat d'approvisionnement avec Esso qui venait à échéance le 31 décembre 2013?

3.9 (Réf. i) Le Distributeur entend-il utiliser les deux options d'une année chacune pour la prolongation de son contrat d'approvisionnement avec Esso?

3.10 (Réf. i) Quelles sont les options envisagées par le Distributeur pour son approvisionnement à la Centrale d'Opitciwan après le 31 décembre 2015?

Centrale de Clova

3.11 (Réf. i) Le Distributeur entend-il exercer les deux dernières années de prolongation de son contrat d'approvisionnement avec la compagnie Huiles HLH?

3.12 (Réf. i) Quelles sont les options envisagées par le Distributeur pour son approvisionnement à la Centrale de Clova après le 31 mars 2016?

Centrales de la Basse-Côte-Nord

3.13 (Réf. i) Le Distributeur a-t-il conclu une entente avec Energie Valero Inc. pour l'approvisionnement des centrales thermiques de la Basse-Côte-Nord?

3.14 (Réf. i) Dans l'affirmative, veuillez déposer cette entente et en préciser les termes pour l'approvisionnement des centrales de la Basse-Côte-Nord.

3.15 (Réf. i) Considérant le monopole exercé par Energie Valero Inc. en matière de distribution de produits pétroliers, le Distributeur envisage-t-il de diversifier ses approvisionnements dans la Basse-Côte-Nord?

4 STRATEGIES GENERALES - MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE

4. Références

i. **État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, p. 19 et 20**

3.5. Mesurage net.

Dans sa décision D-2011-162 (paragraphe 264 et 265), la Régie demande au Distributeur de déposer un bilan de l'option de mesurage net pour autoproducteur et d'identifier les facteurs qui expliquent le faible niveau de participation.

L'option de mesurage net est offerte par le Distributeur depuis 2006. Le nombre total d'abonnements en date du 31 juillet 2012 était de 24. La puissance installée varie entre 3 kW et 6 kW pour les installations solaires et entre 1 kW et 5 kW pour les installations éoliennes. La répartition des abonnements à l'option de mesurage net par sources d'énergie utilisée est présentée au tableau 3.1.

ii. **État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, Tableau 3.1, Abonnement à l'option de mesurage net au 31 juillet 2012, p. 20**

TABLEAU 3.1
ABONNEMENTS À L'OPTION DE MESURAGE NET AU 31 JUILLET 2012

Source d'énergie utilisée	Nombre d'abonnements	kW installés
Solaire	20	84
Éolienne	3	11
Hybride (solaire/éolien)	1	4
Total	24	100

iii. **État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, p. 20**

L'année 2012 est marquée par un volume élevé de demandes d'adhésion de sorte que le nombre total d'abonnements à l'option de mesurage net devrait s'élever à près de 45 au 31 décembre 2012. La proportion de l'énergie éolienne comme source d'énergie d'autoproduction pour les demandes en cours d'analyse s'élève présentement à plus de 70 %. Cela s'explique par le démarchage intensif des distributeurs de ce type d'équipements en milieu agricole.

Le principal frein à l'option de mesurage net demeure le montant élevé d'investissement pour une installation d'autoproduction. Outre leur coût, les éoliennes présentent un défi additionnel d'intégration puisqu'elles peuvent faire l'objet de restrictions de zonage.

Par ailleurs, les motifs d'adhésion à l'option de mesurage net évoqués par les clients demeurent la protection de l'environnement, la réduction de la consommation d'électricité provenant du réseau et l'aspect novateur des technologies d'autoproduction.

iv. R-3854-2012, B-0017, Tableau A-1, Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif D en c/kWh de 2014, page 13

v. R-3854-2013, R-0017, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, page 8

TABLEAU 2
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2013

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
<i>Cap-aux-Meules</i>	16,40	135	55%	2,82	19,22
Basse Côte-Nord					
<i>Anticosti (Port Meunier)</i>	28,30	680	48%	16,08	44,38
<i>La Romaine</i>	25,51	680	46%	16,86	42,37
Haute-Mauricie					
<i>Clova</i>	29,12	680	42%	18,37	47,49
<i>Opitciwan</i>	23,75	680	45%	17,17	40,92
Nunavik					
<i>Akulivik</i>	43,77	800	57%	16,15	59,92
<i>Aupaluk</i>	46,85	800	51%	17,81	64,66
<i>Inukjuak</i>	38,58	800	61%	14,99	53,56
<i>Ivujivik</i>	50,62	800	56%	16,25	66,87
<i>Kangiqsualujuaq</i>	47,53	800	58%	15,77	63,30
<i>Kangiqsujuaq</i>	42,42	800	60%	15,15	57,57
<i>Kangirsuk</i>	42,84	800	54%	17,01	59,85
<i>Kuujuaq</i>	38,10	800	62%	14,70	52,80
<i>Kuujuarapik</i>	38,70	800	65%	14,04	52,74
<i>Puvimittuk</i>	38,64	800	64%	14,34	52,98
<i>Quaqtaq</i>	51,62	800	59%	15,51	67,13
<i>Salluit</i>	38,42	800	60%	15,10	53,52
<i>Tasiujaq</i>	45,29	800	56%	16,27	61,56
<i>Umiujaq</i>	44,40	800	57%	16,07	60,47
<i>Schefferville</i>	2,35	135	54%	2,75	5,10

vi. R-3848-2013, B-0010, HQD-2, document 2, annexe 5, TABLEAU 5.2,
PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1^{ER}
AVRIL 2013, Page 86

TABLEAU 5.2
PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2013

Territoire	Prog.	Clientèle	Compensation mazout ⁽¹⁾	Entretien & dépannage		Subvention			
				Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	DM	Résidentiel	30% - 40,91 \$/fibre	Inclus		Inclus	Max: 8 500\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ² - 4 500\$ ⁽⁴⁾	Max: 4 000\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ²	Aucun prix plafond CE: 1 000\$ 205m ² - 5 000\$ ⁽⁴⁾
		Affaires	10% - 60,37 \$/fibre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement (4)		Système: 10 \$/kWh Réservoir: 5 \$/kWh Max: 50% CT	Système: 25 \$/kWh Max: 90% CT		Système: 30 \$/kWh Max: 75% CT
Nunavik	Crt	Résidentiel	30% - 40,51 \$/fibre						
		Affaires							
	Makivik	Résidentiel	30% - 40,51 \$/fibre	Inclus					
		Affaires	30% - 48,50 \$/fibre	Inclus					
Haute-Mauricie	Cloue	Résidentiel				Max: 8 500\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ² - 4 500\$ ⁽⁴⁾	Max: 4 000\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ²	Max: 8 000\$ CE: 500\$ 105m ² - 4 000\$ ⁽⁴⁾	
		Affaires							
	Opitchwan	Résidentiel	30% - 40,91 \$/fibre	Inclus ⁽²⁾				8 298,70 \$	
		Affaires	30% - 48,98 \$/fibre	Inclus					
Baie-Côte-Nord	Le Romaine	Résidentiel	30% - 40,91 \$/fibre			Max: 8 500\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ² - 4 500\$ ⁽⁴⁾	Max: 4 000\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ²	Max: 8 000\$ CE: 500\$ 105m ² - 4 000\$ ⁽⁴⁾	
		Affaires							
	Anticosti	Résidentiel	30% - 40,91 \$/fibre	Inclus		Inclus	Max: 8 500\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ² - 4 500\$ ⁽⁴⁾	Max: 4 000\$ S: 1000\$ CE: 500\$ 185m ²	Max: 8 000\$ CE: 500\$ 105m ² - 4 000\$ ⁽⁴⁾
		Affaires	30% - 48,98 \$/fibre	Inclus		Système: 20 \$/kWh Réservoir: 10 \$/kWh Max: 80% CT ⁽³⁾	Système complet: 42 \$/kWh Max: 90% CT		

Notes

- (1) Compensation varie en fonction des tarifs d'électricité. Prix de référence au 1er mai 2013.
(2) Incluant le remorçage.
(3) Aide accordée pour la remise des équipements défectueux (400\$ par tranche de 1 000\$).
(4) Montant forfaitaire de base.

Légende :

S : Supplément maximum ; CE : Chauffe-eau ; CT : Coûts totaux

vii. R-3864-2013, B-0010, Annexe 5, page 86, note 1, (1) Compensation varie en fonction des tarifs d'électricité. Prix de référence au 1er mai 2013.

viii. **R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.6**

2.6 Veuillez fournir le total de dépassement de consommation en kWh pour les 274 abonnements au tarif D et le dépassement du client au tarif DM ?

Réponse : La consommation à la 2e tranche des clients aux tarifs D et DM pour qui cette consommation représente plus de 30 % de leur consommation totale s'élève à 2,2 GWh sur des ventes totales de 33 GWh au nord du 53e parallèle.

ix. **R-3864-2013, B-0010, Annexe 5, Tableau 5.1, interventions en efficacité énergétique par réseau, page 85**

TABLEAU 5.1
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PAR RÉSEAU

Interventions en efficacité énergétique		Basse-Côte-Nord	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute-Mauricie	
Tarification dissuasive					✓		
Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)		✓	✓		✓	✓	
Plan Global en Efficacité énergétique (PGEÉ) à l'horizon 2015							
Résidentiel	Sensibilisation	Sensibilisation à l'économie d'énergie	✓	✓	✓	✓	
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale	à venir	2013-2014	2013-2014	à venir	à venir
	Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	✓	✓			✓
		Service "Comparez-vous"	✓	✓			✓
	Mieux consommer - résidentiel	Éclairage (LFC et DEL)	✓	✓	✓	✓	✓
		Fenêtres et porte-fenêtres	✓	✓	✓	✓	✓
		Produits économiseurs d'eau	✓	✓	✓	✓	✓
	Rénovation énergétique	Ménage à faible revenu (MFR)	✓	✓	✓	✓	✓
		Social - MFR	✓	✓	✓	✓	✓
		Privée	à venir	à venir	projet pilote	à venir	à venir
	Récupération de frigos et congélos énergivores		✓	✓	✓		✓
	Chauffe-eau à 3 éléments		à l'étude	✓	à l'étude		à l'étude
CI	Programme spécifique éclairage efficace et thermostats électroniques		✓	projet pilote	✓	✓	
	Éclairage public		à l'étude	✓	à l'étude	✓	à l'étude
Option d'électricité interruptible						✓	

x. **R-3748-2010, D-2011-162, par. 358**

[358] La Régie constate que, dans le cadre de sa réévaluation du PTÉ pour les réseaux autonomes, le Distributeur prévoit examiner le potentiel de la technologie photovoltaïque. S.É./AQLPA souligne que le coût des panneaux solaires photovoltaïques a subi une baisse importante de 2008 à mars 2011. (...) Selon l'expert, les cartes de production énergétique du gouvernement du Canada **indiquent que la ressource photovoltaïque est annuellement de plus de 1 000 kWh par kW installé au Nunavik, ce qui est presque autant qu'à Montréal.** Il ajoute que le fait d'être situé au nord du 53e parallèle constituerait même un avantage, puisque l'inclinaison des panneaux évite l'accumulation de neige.

La Régie invite le Distributeur à considérer ces caractéristiques dans son évaluation des panneaux solaires photovoltaïques dans le cadre de la révision du PTÉ en réseaux autonomes. (Notre souligné)

xi. R-3854-2013, B-0038, Tableau 3 – PTÉ électrique - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans (en MWh), Page 11

Tableau 3 – PTÉ électrique - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans (en MWh)

Résidentiel et CI	IDLM	BCN	Nunavik	Schefferville	Haute-Mauricie
Chauffage solaire de l'air	2 606	133	0	0	7
Chauffage à granules	1 350	302	0	0	30
Chauffe-eau solaire	1 142	822	0	0	169
Photovoltaïque	0	902	0	0	621
Géothermie	2 065	444	0	0	0
Micro-éolienne	0	0	0	0	0

xii. R-3854-2013, B-0038, Tableau 4 – PTÉ mazout - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans (en MWh équivalent), Page 11

Tableau 4 – PTÉ mazout - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans (en MWh équivalent)

Résidentiel et CI	IDLM	BCN	Nunavik	Schefferville	Haute-Mauricie
Chauffage solaire de l'air	0	0	0	0	0
Chauffage à granule	0	0	0	0	0
Chauffe-eau solaire	1 420	0	0	0	0
Géothermie	0	0	0	0	0

xiii. R-3854-2013, B-0094, Réponse au GRAME, DR no. 9.1

Le tableau R-9.1 présente le résultat des tests économiques par territoire. Les coûts évités retenus sont ceux présentés en référence (i).

**TABLEAU R-9.1
RÉSULTAT DES TESTS ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH**

en ¢/kWh actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Îles-de-la-Madeleine	4,73	8,89	-2,52
Basse Côte-Nord et Haute Mauricie	53,18	16,24	38,20
Nunavik	58,51	9,07	50,63
Schefferville	3,49	8,93	-4,27
Total Réseaux Autonomes	33,91	11,20	23,95

xiv. R-3748-2010, D-2011-162, p. 103, par. 375

« [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.»

xv. Dossier R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 87

[87] **Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle**, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point.

4. Préambule

Puisque l'aspect d'efficacité doit être considéré simultanément aux aspects de production et de tarification, il y a lieu d'évaluer un scénario global d'efficacité. Considérant également le constat de la Régie à l'effet que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle (Réf. xv.). De fait, il y a lieu de combiner des solutions (centralisées ou décentralisées) telles que la tarification (Option de mesurage net) et l'efficacité, donc en fonction des options choisies par la clientèle et par le Distributeur. Mais pour réaliser un tel scénario, des informations plus précises sur les coûts et sur le comportement de la demande sont nécessaires.

4. Demandes

4.1 (Réf. i) Le Mesurage net est une option plutôt adaptée au réseau intégré, le Distributeur serait-il favorable à mettre en place une option de mesurage net adaptée au coût de revient, ou coût au évité selon chacun des réseaux autonomes ?

4.2 (Réf. i) Quels pourraient être les avantages tarifaires pour la clientèle en réseau autonome pour un effacement de la demande grâce à l'autoproduction ?

4.3 (Réf. ii) Veuillez préciser s'il y a des abonnements à l'option de mesurage net qui se situent en réseau autonomes ? Si oui, veuillez préciser où, dans quel réseau ?

4.4 (Réf. ii) Compte tenu du frein à l'option de mesurage net que constitue le montant élevé d'investissement pour l'installation d'autoproduction, le Distributeur serait-il favorable à développer un programme pour favoriser le financement de l'autoproduction en réseau autonome ?

4.5 (Réf. iv) Le Tableau A-1 identifie les coûts évités par usages pour la catégorie de clients au tarif D en c/kWh de 2014 en réseau intégré. Considérant le cas des réseaux au nord du 53^{ième} parallèle, bien que le chauffage ne soit pas permis, une portion de la

clientèle utilise un chauffage d'appoint⁷, le coût évité pour le chauffage serait utile donc utile pour le chauffage d'appoint et les autres usages, comme pour le cas des réseaux autonomes au sud du 53^{ième} parallèle. Veuillez identifier le coût évité par usage (éclairage résidentiel, éclairage public, électroménagers, appareils électroniques, chauffage des locaux, chauffage de l'eau) en réseaux autonomes, selon que le réseau se situe au sud ou au Nord du 53^{ième} parallèle ?

4.6 (Réf. v et vi) Veuillez préciser si les coûts évités du Tableau 2 incluent ou excluent le remboursement de 30 % des PUERA ?

4.7 (Réf. vi et vii) Au Tableau 5.2, le remboursement de 30 % au Nunavik dans la catégorie Résidentiel est équivalent à 40,51 ¢/litre, et pour la catégorie Affaires à 46,50 ¢/litre. Dans le cas des Îles-de-la-Madeleine dans la catégorie Résidentiel, le remboursement de 30% est également équivalent à 40,91 ¢/litre. De plus, il est indiqué en note de bas de page no (1) que la *Compensation varie en fonction des tarifs d'électricité. Prix de référence au 1er mai 2013*. Si la compensation varie en fonction des tarifs d'électricité, alors veuillez expliquer pourquoi le prix de référence est le même aux Îles-de-la-Madeleine et au Nunavik ?

4.8 (Réf. viii) Au dossier R-3854-2013, le Distributeur indiquait que dans les réseaux du Nunavik une proportion de sa clientèle D et DM consommait à la 2^e tranche. Cependant, le Distributeur chiffrait à 2,2 GWh cette consommation, mais en retenant uniquement les cas où cette consommation représente plus de 30 % de leur consommation totale. Veuillez chiffrer l'ensemble de la consommation se situant au-delà de la première tranche.

4.9 (Réf. viii) Puis, veuillez chiffrer ces dépassements pour chacun de ces réseaux ?

4.10 (Réf. ix) Concernant le Tableau 5.1, interventions en efficacité énergétique par réseau, veuillez confirmer si l'aide est disponible pour le remplacement des fenêtres et les portes-fenêtres au Nunavik ?

4.10.1 Si oui, veuillez préciser le nombre de projets ou de demandes faites par la clientèle résidentielle depuis les 5 dernières années et les résultats sur la demande en énergie ?

4.11 (Réf. ix) Veuillez confirmer si l'aide est disponible pour la rénovation énergétique pour les MFR (Catégorie Social MFR) au Nunavik ?

4.11.1 (Réf. ix) Si oui, veuillez préciser le nombre de projets ou de demandes faites par la clientèle de la catégorie Social MFR depuis les 5 dernières années et les résultats sur la demande en énergie au Nunavik ?

⁷ R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.6

4.12 (Réf. ix) Veuillez préciser pourquoi, au Tableau 5.1, interventions en efficacité énergétique par réseau, le *Programme de remplacement de frigos énergivores –MFR* n'est pas offert au Nunavik ?

4.13 (Réf. xii) Considérant le remboursement de 30 % sur le mazout au Nunavik, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le PTÉ Mazout est nul pour le Nunavik et également la Haute-Mauricie au Tableau 4 – PTÉ mazout - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans ?

4.14 (Réf. x et xi) Au dossier sur le Plan d'approvisionnement précédent, la Régie invitait le Distributeur à considérer les panneaux solaires photovoltaïques dans le cadre de la révision du PTÉ en réseaux autonomes, alors que dans le cas du Nunavik, au Tableau 3 (PTÉ électrique - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans (en MWh)), la mesure d'énergie renouvelable Photovoltaïque n'est pas mesurée. Veuillez préciser si le Distributeur a demandé Technosim inc. de procéder à une évaluation de cette mesure pour le Nunavik ?

4.14.1 Si non, veuillez indiquer pour quelle(s) raison(s) ?

4.15 (Réf. xi) Le PTÉ électrique - Mesures d'énergie renouvelable est mesuré pour le Résidentiel et le CI, veuillez séparer les PTÉ électrique entre le résidentiel et le CI ?

4.16 (Réf. xiii) Puisque les coûts de revient et les coûts évités varient significativement entre les réseaux du Nunavik, veuillez présenter les tests économiques du Tableau R-9.1 pour chacun des réseaux, séparément, pour le Nunavik et la Haute-Mauricie ?

**5. ÉTUDE DE SCENARIOS DU POTENTIEL TECHNICO-ECONOMIQUE EN EFFICACITE
 ENERGETIQUE**

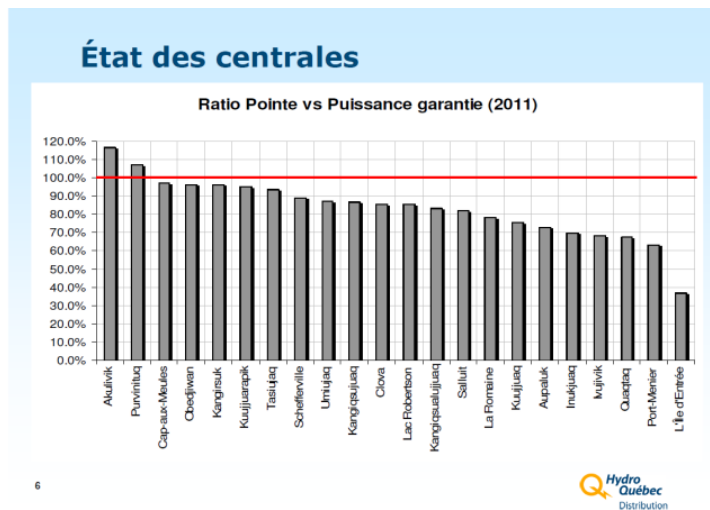
Références

- i. **R-3854-2013, B-0094, Réponse au GRAME, DDR no. 3.14, Tableau R-3.14, pointe et puissance garantie des réseaux au nord du 53^e parallèle par réseau autonomes**

**TABLEAU R-3.14
 POINTE ET PUISSANCE GARANTIE DES RÉSEAUX
 AU NORD DU 53^E PARALLÈLE
 PAR RÉSEAU AUTONOME**

En MW	Hiver 2012-2013	
	Pointe	Puissance garantie
Akulivik	0,65	0,54
Aupaluk	0,33	0,41
Inukjuak	1,60	2,33
Ivujivik	0,39	0,55
Kangiqsualujuaq	0,90	1,01
Kangiqsujuaq	0,74	0,86
Kangirsuk	0,68	0,81
Kuujuaq	3,45	4,50
Kuujuarapik	2,01	2,04
Puvirnituq	1,85	2,04
Quaqtaq	0,51	0,62
Salluit	1,36	1,54
Tasiujaq	0,48	0,48
Umiujaq	0,53	0,59

- ii. **R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV, État des centrales, ratio Pointe vs Puissance garantie (2011), page 6**



iii. R-3864-2013, B-009, page 6

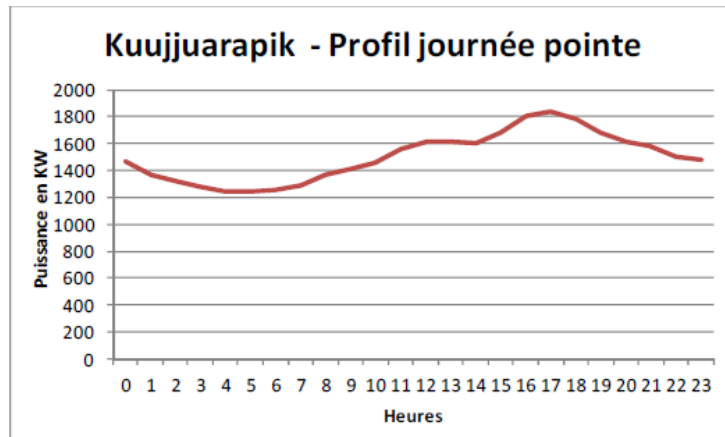
Au chapitre des autres ajouts de capacité depuis le plan précédent, la nouvelle centrale de Kuujuaq, mise en service à la fin de l'année 2010, a permis d'augmenter la puissance installée de la centrale de 1,7 MW. À Akulivik, les travaux de construction de la nouvelle centrale ont débuté au printemps 2013. D'ici sa mise en service prévue en 2015, l'installation d'une génératrice mobile (1,2 MW) assurera la fiabilité des approvisionnements. **Une génératrice mobile a également été installée à Tasiujaq (0,5 MW) pour assurer la fiabilité des approvisionnements.** Enfin, le Distributeur a procédé au remplacement de groupes qui ont permis d'accroître légèrement la puissance installée de la centrale de L'Île-d'Entrée (40 kW). (Notre surligné)

iv. R-3854-2013, B-0094, Réponse au GRAME, DR no. 3.13

3.13 Veuillez fournir **par réseau**, le profil de puissance lors de la journée de la pointe annuelle qui y est associée. Veuillez appuyer votre réponse en fournissant la figure des profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle pour chacun des réseaux autonomes. A titre illustratif, veuillez-vous référer aux profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle du réseau intégré (référence iv).

Réponse :

Les figures R-3.13 présentent un profil de puissance lors de la journée de pointe pour les réseaux dont l'information est disponible. Les valeurs horaires correspondent à la puissance moyenne pour chaque heure de la journée de pointe d'hiver 2011-2012 (à l'exception d'Ivujivik avec la journée de pointe d'hiver 2010-2011).



v. R-3864-2013, B-010, Tableau 2C-3.9, Prévion de la demande-Kuujuarapik, p. 50

TABLEAU 2C-3.9
PRÉVISION DE LA DEMANDE - KUUJUARAPIK

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Crois. annuelle moy. 2013-2023
Abonnements résidentiels et agricoles	530	544	559	574	589	603	618	633	647	662	677	2,5%
Ventes (GWh)	10,2	10,5	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,3	12,5	12,8	13,1	2,5%
<i>dont résidentiel et agricole (GWh)</i>	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7	2,3%
Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	2,6%
Besoins en énergie (GWh)	11,3	11,7	12,0	12,3	12,6	12,9	13,3	13,6	13,9	14,2	14,6	2,5%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	2,04	2,10	2,16	2,21	2,27	2,32	2,38	2,44	2,50	2,55		2,5%
Interventions en efficacité énergétique	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Économies d'énergie												
Ventes (GWh)	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,33	0,33	0,34	0,35	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40		
Utilisation efficace de l'énergie												
Ventes (GWh)	20,8	21,4	22,0	22,6	23,1	23,6	24,2	24,8	25,3	25,9	26,4	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	5,89	6,06	6,22	6,40	6,53	6,69	6,85	7,03	7,17	7,33		

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

vi. R-3864-2013, B-010, Tableau 2C-3.13, Prévion de la demande pour Tasiujaq, page 51

TABLEAU 2C-3.13
PRÉVISION DE LA DEMANDE - TASIUJAQ

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Crois. annuelle moy. 2013-2023
Abonnements résidentiels et agricoles	108	112	115	119	122	125	129	132	136	139	142	2,7%
Ventes (GWh)	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,6%
<i>dont résidentiel et agricole (GWh)</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,2%
Besoins en énergie (GWh)	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	2,6%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,48	0,49	0,50	0,52	0,53	0,54	0,56	0,57	0,59	0,60		2,6%
Interventions en efficacité énergétique	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Économies d'énergie												
Ventes (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02		
Utilisation efficace de l'énergie												
Ventes (GWh)	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1	5,2	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	1,17	1,21	1,24	1,28	1,31	1,34	1,38	1,42	1,45	1,48		

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

vii. **R-3864-2013, B-010, Tableau 2C-6.1, Prévision de la demande – Opitciwan, page 55**

**TABLEAU 2C-6.1
 PRÉVISION DE LA DEMANDE - OPITCIWAN**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Crois. annuelle moy. 2013-2023
Abonnements résidentiels et agricoles	473	485	497	509	521	533	545	561	577	593	609	2,6%
Ventes (GWh)	11,2	11,4	11,7	12,0	12,1	12,4	12,6	13,0	13,2	13,5	13,9	2,2%
<i>dont résidentiel et agricole (GWh)</i>	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1	6,2	2,6%
Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	2,2%
Besoins en énergie (GWh)	11,8	12,1	12,4	12,7	12,9	13,1	13,4	13,7	14,0	14,4	14,7	2,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,07	3,14	3,21	3,27	3,33	3,39	3,47	3,55	3,63	3,72		2,1%
Interventions en efficacité énergétique	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Économies d'énergie												
Ventes (GWh)	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,02	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,10	0,11		
Utilisation efficace de l'énergie												
Ventes (GWh)	9,2	9,5	9,7	10,0	10,2	10,4	10,6	11,0	11,3	11,6	11,9	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,22	3,31	3,39	3,48	3,54	3,62	3,70	3,82	3,92	4,03		

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

viii. **R-3748-2010, B006, Tableau 8, Augmentation de puissance prévues – Période 2011-2013 (En kW) page 21**

5.1.3. Augmentations de puissance requises – horizon 2013

**TABLEAU 8
 AUGMENTATIONS DE PUISSANCE PRÉVUES – PÉRIODE 2011-2013 (EN kW)**

Centrale	2011	2012	2013	2011-2013
Opitciwan	1 280			1 280
Puvirnituq	1 280			1 280
Kangirsuk		100		100
Kuujuarapik			1 880	1 880
Total	2 560	100	1 880	4 540

ix. **Dossier R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 87**

[87] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point.

5. Préambule

Considérant la décision D-2012-024, par. 87 (Réf. ix), dans laquelle la Régie fait le constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle. Puisque le

GRAME propose pour son rapport une analyse globale de l'impact de la réalisation du potentiel d'efficacité énergétique sur le report d'investissements visant l'ajout de groupe diesel, veuillez fournir les informations suivantes sur deux réseaux. Ces informations nous permettront l'évaluation globale de la demande, via l'extrapolation d'une analyse d'un échantillon, et d'évaluer des moyens globaux pour stabiliser cette demande en énergie et en puissance.

Bien que la pointe soit près de la puissance garantie, certains réseaux présentés au Tableau R-3.14 (Réf. i) ont déjà fait l'objet d'ajout de puissance, comme Akulivik en 2013, Kuujuaq en 2010, et Tasiujaq via une génératrice mobile. Cependant, puisque Tasiujaq fait l'objet d'une mesure temporaire et que l'ajout de puissance a été reportée dans le cas de Kuujjuarapik, l'étude de la demande de ces deux réseaux pour le réseau du Nunavik semble être des choix appropriés selon le Tableau R-3.14. (Réf. i)

Pour le réseau de la Haute-Mauricie, compte tenu des besoins en ajout de puissance (Réf. viii) qui ont été reportés à Opitciwan, et cela, suite à l'adhésion d'un client à l'option interruptible, il semble approprié de s'en servir comme modèle pour évaluer un scénario de réduction de la pression sur la demande via des mesures d'efficacité énergétique.

5. Demandes

5.1 (Réf. v, vi et vii) Concernant les prévisions de la demande pour Kuujjuarapik, Tasiujaq et Opitciwan, veuillez séparer sous deux catégories, les prévisions de la demande pour le tarif résidentiel et les prévisions de la demande pour le CI et fournir les données sous forme de tableau.

5.2 (Réf. iv) Considérant la réponse fournie au GRAME sur le profil de puissance lors de la journée de pointe annuelle et considérant que l'étude de la demande de ces réseaux doit être plus précise, pour notamment le choix des moyens pour la stabiliser, veuillez fournir, sous format Excel, des simulations horaires de 2013 ou 2012 de la demande en énergie et en puissance pour les réseaux Tasiujaq et Kuujjuarapik du Nunavik et pour le réseau Opitciwan en Haute-Mauricie ?

(Par simulation horaire, nous désignons une base de donnée fournissant la demande moyenne en puissance faite sur un réseau à intervalles réguliers, par exemple à chaque minute ou chaque 5 minutes, couplée à des informations de base comme l'heure et la date. Il nous est nécessaire d'avoir les données pour une année complète, et, si possible, pour les 2 ou 3 dernières années. Avec l'aide de ces données, nous pourrions évaluer précisément l'impact de diverses mesures, tel l'addition de panneaux solaires résidentiels, sur la pointe)

5.2.1 De plus, veuillez fournir le profil de la journée de pointe en terme de puissance ainsi le profil moyen de consommation d'énergie pour cette journée sous format excel, avec les données. Pour cette dernière, si le profil moyen de la consommation en énergie n'est pas disponible, veuillez fournir une journée représentative de la saison hivernale et une journée représentative de la journée estivale.

**6. GESTION DE LA DEMANDE ET DEPLOIEMENT DES COMPTEURS / NOUVELLE
GENERATION**

6. Références

i. R-3848-2013, D-2014-017, par. 33 et 34

[33] Dans sa décision procédurale D-2013-183, la Régie a rappelé que le Plan était le forum approprié pour discuter des stratégies générales et du potentiel d'un portefeuille de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande. De plus, aux paragraphes 159 et 160 de la décision D-2011-1626, la Régie a demandé au Distributeur de quantifier, à partir du potentiel technico-économique de la gestion de la consommation, son objectif de réduction de la pointe en référant, entre autres, aux compteurs de nouvelle génération (projet de lecture à distance (LAD)).

[34] Ainsi, même si le Distributeur ne prévoit pas de nouvelles options tarifaires avant la fin du déploiement des compteurs en 2018, il est opportun d'examiner les possibilités offertes par les compteurs de nouvelle génération dans le présent Plan, dont l'horizon s'étend jusqu'en 2023. **Il y a d'abord lieu de s'interroger sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs.** Par la suite, même si la Régie en venait à la conclusion qu'il serait préférable d'attendre que tous les compteurs soient installés avant de mettre en place des mesures, il y a lieu, dès à présent, de connaître les intentions du Distributeur quant à leur utilisation en lien avec la gestion de la pointe et l'efficacité énergétique. (Notre souligné)

ii. R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

Le Distributeur prévoit intensifier ses efforts en efficacité énergétique pour **limiter la croissance de la demande d'électricité dans tous les réseaux autonomes**. Le budget demandé pour les réseaux autonomes en 2014 s'élève à un peu plus de 1,3 M \$. De façon générale, le Distributeur poursuivra en 2014 la sensibilisation de l'ensemble des clients des marchés résidentiel et commercial sur la consommation énergétique et l'efficacité énergétique. Il privilégiera d'abord une intervention dans les écoles.

iii. R-3863-2013, B-0004, HQD-1, doc. 1, page 35

Parallèlement à la mise en place de la technologie de l'IMA et à l'installation des compteurs, le Distributeur a travaillé sur de nombreux projets liés à la technologie nouvellement implantée qui déboucheront vers de nouveaux services à la clientèle ou une amélioration de la qualité de service de distribution (voir la section 2).

iv. B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.4.1

2.4.1 Peut-il y avoir des dépassements de plus de 30 kWh dans une journée qui ne soient pas facturés au prix du tarif dissuasif ?

Oui, puisque le Distributeur ne facture pas sur la base de la consommation quotidienne. Voir la réponse à la question 2.3.3

v. **R-3854-2013, B-0012, HQD-1, doc. 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M\$), p. 7**

vi. **R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.6**

2.6 Veuillez fournir le total de dépassement de consommation en kWh pour les 274 abonnements au tarif D et le dépassement du client au tarif DM ?

Réponse : La consommation à la 2e tranche des clients aux tarifs D et DM pour qui cette consommation représente plus de 30 % de leur consommation totale s'élève à 2,2 GWh sur des ventes totales de 33 GWh au nord du 53e parallèle.

vii. **B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.4.1**

2.4.1 Peut-il y avoir des dépassements de plus de 30 kWh dans une journée qui ne soient pas facturés au prix du tarif dissuasif ?

Réponse : *Oui, puisque le Distributeur ne facture pas sur la base de la consommation quotidienne. Voir la réponse à la question 2.3.3*

viii. **Dossier R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 87**

[87] **Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle**, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point. (Notre surligné)

6. Préambule

Considérant le rappel de la Régie (Réf. viii) quant à sa demande (D-2011-162) au Distributeur de quantifier, à partir du potentiel technico-économique de la gestion de la consommation, son objectif de réduction de la pointe en référant, entre autres, aux compteurs de nouvelle génération. Le GRAME demande au Distributeur de se pencher sur la problématique des réseaux autonomes et sur la possibilité d'agrandir le champ des fonctionnalités qui étaient déployées en Phase I du projet LAD, afin notamment de pouvoir y implanter des fonctionnalités comme la gestion de la demande et l'appel au public dans ces réseaux de manière prioritaire.

En effet, considérant l'ampleur du déficit en RA, de l'ordre de 202,3 M\$ pour 2014 (Réf. v), il y a lieu de se questionner sur la faisabilité technique d'agrandir ce champ de fonctionnalités dès maintenant. Si une telle possibilité technique à court terme n'est pas possible, cela pourra répondre au questionnement de la Régie (Réf. i, par. 34), à savoir qu'il y a lieu de s'interroger sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs.

Pour ce qui est de l'utilisation d'options tarifaires pour notamment l'appel au public en réseau intégré, et en réseaux autonomes, ou de la gestion de la demande à la pointe, ces fonctionnalités auraient avantage à être implantées rapidement, en autant que le Distributeur réponde aux questions sur leur faisabilité technique à court terme par le biais du déploiement des compteurs de nouvelle génération.

6. Demandes

6.1 (Réf. i et iii). Le Distributeur annonçait au dossier R-3863-2013 que suite à la mise en place de l'IMA, il a travaillé sur des projets liés à la technologie nouvellement implantée afin d'offrir éventuellement de nouveaux services à la clientèle. Veuillez préciser si cette technologie pourrait également effectuer une facturation mensuelle, mais en utilisant les données de consommation journalière de la première tranche et de la deuxième tranche dans les réseaux autonomes?

6.2 (Réf. vi et vii). Au dossier R-3854-2013, le Distributeur indiquait au GRAME que la consommation en 2^e tranche des clients s'élève à 2,2 GWh au Nord du 53^{ième} parallèle (Réf. vi) et que les dépassements de plus de 30 kWh dans une journée peuvent ne pas être facturés au prix du tarif dissuasif (Réf. vii). De ces constats, veuillez indiquer si la mise en place de la technologie de lecture à distance pourrait **techniquement** permettre la lecture sur une base quotidienne de la consommation et éventuellement facturer la clientèle à la deuxième tranche à court terme ?

6.3 (Réf. vii et xiii). En utilisant la même technologie retenue par le Distributeur en Phase 1 du projet LAD, le Distributeur serait-il en mesure de mettre en place une tarification différenciée dans le temps afin de réduire l'impact de la croissance de la demande à la pointe et l'impact financier d'ajout d'équipements sur les réseaux de production autonomes ?

6.4 (Réf. viii) Puisque, *chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle* et que selon la Régie il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production⁸, veuillez aussi préciser si le Distributeur pourrait mettre en place des programmes de gestion de la demande en puissance pour cette clientèle avec la

⁸ Décision D-2012-024, par. 87

technologie installée en Phase I du projet LAD, par exemple en reliant certains électroménagers dans le but de réduire la consommation à la pointe en puissance ?

7. JUMELAGE EOLIEN/DIESEL ET ACCEPTABILITE SOCIALE

7. Références

i. **D-2013-183, p. 9, par. 30, Jumelage éolien-diesel (JED)**

[30] La Régie considère que l'approche de développement du JED en réseaux autonomes est un sujet pertinent. Elle constate que le Distributeur n'a pas encore mis à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine, alors que cette mise à jour devait être déposée au plus tard le 1er novembre 2012. De plus, le Plan devait contenir un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes (Note de bas de page no 22 : Dossier R-3748-2010, D-2011-162, par. 354.)

ii. **R-3848-2011, D-2011-162**

[354] La Régie constate, du rapport d'expertise du RNCREQ, que des systèmes de JED commerciaux sont exploités depuis plus d'une décennie. Elle rappelle que le premier projet de JED devait être mis en service au Nunavik en 2008. **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine²⁹⁵, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan.** La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices devra tenir compte de divers scénarios d'exploitation des groupes diesel ainsi que de la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire. **Le Distributeur doit également développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.**

7. Demandes

7.1 Considérant la demande de la Régie de développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, veuillez expliquer les problèmes rencontrés et les freins au développement de cette technologie ?

7.2 Outre les problèmes technologiques, veuillez indiquer si des contraintes d'acceptabilités sociales ont été rencontrées ?

7.2.1 Si oui, quelles solutions pourriez-vous envisager pour les solutionner ?

7.3 Par exemple, avez-vous exploré la mise en place de partenariats avec les communautés locales ?

7.3.1 Si oui, expliquer les démarches entreprises ?

Annexes



16.5 LES RÉSEAUX ET GRANDS CLIENTS NON RELIÉS

Pour des raisons économiques, les Îles-de-la-Madeleine, certaines communautés isolées de la Côte-Nord, de la Baie-James, de l'Ungava et plusieurs camps miniers ne sont pas desservies par le réseau de transport de *TransÉnergie*. Ces communautés disposent de réseaux autonomes alimentés par des groupes électrogènes consommant du diesel.

Lors de la consultation publique, plusieurs approches ont été suggérées pour pallier ces besoins. Tout d'abord, il faut remplacer les groupes diesels qui alimentent les Îles-de-la-Madeleine car ils atteindront la fin de leur vie utile en 2023. La Commission est d'avis qu'il faut rapidement étudier les options possibles. Les informations disponibles indiquent que la pose d'un câble sous-marin reliant les îles au continent offrirait aux insulaires les meilleures perspectives de développement et une plus grande stabilité d'approvisionnement. Cette solution contribuerait à réduire les surplus d'*Hydro-Québec Distribution* ainsi que les émissions de GES. Certaines unités diesel pourraient être conservées uniquement pour parer aux situations d'urgence.

Pour les autres communautés, le recours aux énergies alternatives peut permettre de remplacer les groupes électrogènes totalement ou partiellement. Ainsi, la biomasse est disponible à Obedjiwan, le vent à Povungnituk, l'énergie hydrolienne à Kuujuaq. Pour les camps miniers, un cocktail d'éolien, de propane, de gaz naturel liquéfié ou d'équipement à l'hydrogène pourrait être plus approprié.

pour de nombreux propriétaires de résidences. Malgré les surplus d'*Hydro-Québec*, il serait difficile d'empêcher les amateurs de produire une partie de l'énergie dont ils ont besoin.

Afin de faciliter la gestion de cette production, la Commission présume qu'aucun contrat particulier d'approvisionnement n'est nécessaire pour des autoproducteurs de 50 kW ou moins. Toutefois, l'électricité rachetée par *Hydro-Québec Distribution* devrait l'être au même prix que pour toute autre infrastructure de production, c'est-à-dire au PASO. Une telle politique permettrait aux passionnés de s'adonner à la production, en évitant de rajouter massivement aux surplus du Québec.

16.5 LES RÉSEAUX ET GRANDS CLIENTS NON RELIÉS

Pour des raisons économiques, les Îles-de-la-Madeleine, certaines communautés isolées de la Côte-Nord, de la Baie-James, de l'Ungava et plusieurs camps miniers ne sont pas desservies par le réseau de transport de *TransÉnergie*. Ces communautés disposent de réseaux autonomes alimentés par des groupes électrogènes consommant du diesel.

Lors de la consultation publique, plusieurs approches ont été suggérées pour pallier ces besoins. Tout d'abord, il faut remplacer les groupes diesels qui alimentent les Îles-de-la-Madeleine car ils atteindront la fin de leur vie utile en 2023. La Commission est d'avis qu'il faut rapidement étudier les options possibles. Les informations disponibles indiquent que la pose d'un câble sous-marin reliant les îles au continent offrirait aux insulaires les meilleures perspectives de développement et une plus grande stabilité d'approvisionnement. Cette solution contribuerait à réduire les surplus d'*Hydro-Québec Distribution* ainsi que les émissions de GES. Certaines unités diesel pourraient être conservées uniquement pour parer aux situations d'urgence.

Pour les autres communautés, le recours aux énergies alternatives peut permettre de remplacer les groupes électrogènes totalement ou partiellement. Ainsi, la biomasse est disponible à Obedjiwan, le vent à Povungnituk, l'énergie hydrolienne à Kuujuaq. Pour les camps miniers, un cocktail d'éolien, de propane, de gaz naturel liquéfié ou d'équipement à l'hydrogène pourrait être plus approprié.

16.6 TROIS AUTRES QUESTIONS AU SUJET DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Lors des séances de consultation, la Commission a relevé trois autres questions jugées pertinentes ici.

16.6.1 La centrale nucléaire Gentilly-2

Plutôt que de démanteler la centrale, certains intervenants proposent de la garder en dormance afin de pouvoir la réactiver lorsque le besoin se manifestera.

La Commission est d'avis que la pérennité du parc hydroélectrique ainsi que l'existence de surplus susceptibles de durer longtemps reportent à très long terme l'intérêt envers la filière nucléaire au Québec, d'autant plus que les coûts pour maintenir l'expertise sont sans doute importants.

16.6.2 Churchill Falls

Le contrat en vertu duquel *Hydro-Québec Production* achète 34 TWh par an de cette centrale de 5500 MW arrivera à échéance en 2041.

La Commission est d'avis qu'il faudra commencer vers 2025 à étudier les différentes options possibles, par exemple :

1. Négocier la poursuite du contrat;
2. Planifier les sources d'approvisionnement qui seraient requises pour remplacer la centrale de Churchill Falls, selon les prévisions de consommation à l'horizon 2041;
3. Mettre fin à certaines charges électriques du réseau en 2041; il est à noter que certains contrats avec des alumineries prévoient que l'obligation d'*Hydro-Québec* de fournir de l'électricité se terminera en 2041.

16.6.3 La sauvegarde des rivières patrimoniales

Comment assurer la sauvegarde des rivières patrimoniales dans une perspective renouvelée de développement durable? N'y aurait-il pas lieu de reprendre l'exercice de classification des rivières, amorcé par le *ministère de l'Environnement du Québec* dans les années 1990?