

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3864-2013

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HQD - Demande d'approbation  
du Plan d'approvisionnement  
2014-2023

**GRAME-2**

**Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes**

**Préparé par**

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats inc.*

En collaboration avec

David Moreau Bastien,  
Analyste pour le GRAME

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 15 mai 2014



## RÉSUMÉ

### *Gestion de la demande et effacement de la demande en RA*

De l'avis du GRAME, l'effacement de la demande sur le réseau de distribution du Distributeur peut provenir de la mise en place de moyens décentralisés de production d'énergie par la communauté. C'est un concept qu'il faut envisager, soit la décentralisation de la production énergétique en offrant par exemple une option de mesurage net adaptée à ces réseaux. Cependant, pour le GRAME l'option de mesurage net n'est pas adaptée pour favoriser l'émergence de la prise en main par les communautés d'une production énergétique décentralisée. Pour être adaptée à ces réseaux, cette option doit être ajustée pour tenir compte du coût évité du Distributeur pour les quantités effacées par le client. Ainsi, l'utilisation d'une option de mesurage net en réseaux autonomes doit être considérablement revue et repensée afin qu'elle soit équitable envers le Distributeur, mais également qu'elle soit suffisamment incitative pour atteindre des résultats significatifs.

### *Gestion de la demande et déploiement des compteurs de nouvelle génération*

Concernant le déploiement des compteurs nouvelle génération, les options tarifaires associées aux compteurs nouvelle génération seront la clé pour inciter la clientèle à adhérer à des mesures de gestion de la demande. En effet, l'expérience passée démontre que la situation des déficits récurrents en RA ne peut être améliorée avec les outils actuels dont dispose le Distributeur.

Le GRAME est d'avis qu'il est préférable d'insister pour que le Distributeur mette l'emphase sur la collaboration des communautés de ces réseaux pour trouver des solutions et invite la Régie à consulter le témoignage de M. Matthew Muksah, qui démontre l'importance de l'implication des communautés dans le choix des solutions qui seront à mettre en place.

Ainsi, le GRAME est d'avis que pour pouvoir prendre le virage vers les énergies renouvelables, pour être en mesure de réduire les déficits des réseaux autonomes, il faudra modifier les façons de faire et se diriger vers les partenariats avec les communautés desservies dans ces réseaux, d'où la contribution incontournable des compteurs nouvelle génération pour la mise en place d'options tarifaires de mesurage net et de programmes de gestion de la demande.

### *Effacement de la demande en RA du Nunavut par l'entremise du solaire résidentiel.*

Dans la partie du rapport concernant l'effacement de la demande dans les réseaux autonomes du Nunavut par l'entremise du solaire résidentiel, nous étudions la possibilité d'effacer une partie de la demande grâce à l'introduction d'installations photovoltaïques de format résidentiel. Pour ce faire, nous calculons la valeur des coûts évités en énergie pour le distributeur par unité de capacité génératrice solaire installée, en fonction des données spécifiques à chaque municipalité.

Un coût évité ajusté en fonction de la taxe provinciale sur l'essence, que nous croyons ne pas avoir été incluse dans le calcul des coûts évités émis par le distributeur, est utilisé pour effectuer le calcul. Combiné avec une estimation du coût de revient des installations solaires, nous faisons ensuite ressortir la valeur actuelle nette pour le distributeur d'une unité de capacité solaire installée dans le contexte étudié. Cette valeur étant positive pour toutes les municipalités, nous découvrons que les économies réalisées sont supérieures à ce qui est requis afin de combler les attentes de rendement sur l'actif d'Hydro-Québec, attentes basées sur le coût de leur dette ainsi que le rendement attendu sur les capitaux propres, qui est calculé en fonction du niveau de risque

associé aux activités d'H.Q. Ainsi, l'introduction du solaire dans le contexte des réseaux autonomes du Nunavut promet de supporter la réduction des déficits et de dégager suffisamment d'économies afin de supporter l'élaboration de divers programmes visant à favoriser l'implantation. Finalement, nous avons aussi calculé en fonction du % d'effacement de la demande réalisé, la quantité de diésel économisée, les réductions d'émissions de CO<sub>2</sub>, l'espace requis ainsi que le nombre d'installations nécessaires.

#### *L'offre et les approvisionnements en réseaux autonomes*

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, de l'avis du GRAME, la détermination d'un prix plancher, ou *coût de remplacement diésel (CRD)*, associée à un appel d'offres visant à mettre en place les ressources énergétiques nécessaires pour chacun des réseaux, **de même que l'élaboration d'une méthode précise pour fixer un tel coût de remplacement diésel est nécessaire afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables**.

Un autre élément à tenir compte est la détermination précise des besoins en énergie et en puissance de chacun de ces réseaux. Il est très important de bien évaluer les besoins afin de bien cerner les moyens à mettre en œuvre pour l'augmentation de l'offre énergétique. Une telle évaluation doit donc se faire en collaboration avec les communautés concernées pour permettre à la Régie d'obtenir une connaissance fiable de ces besoins et de pouvoir les comparer aux prévisions déposées au plan d'approvisionnement par le Distributeur.

Par ailleurs, la solution de long terme envisagée par le GRAME s'associe à une stratégie visant le lancement d'appels de propositions pour combler les besoins énergétiques des réseaux autonomes, de même que visant l'implantation de procédures en efficacité énergétique.

**Le GRAME est d'avis que la seule manière d'arriver à la conclusion que les stratégies d'approvisionnement du Distributeur rencontrent ces objectifs est de faire participer les communautés visées et d'ouvrir des appels d'offres ciblés, lesquels prendront en compte les principes énumérés à l'article 5 de la LRÉ en retenant les critères de développement durable tels que déterminés par la Régie pour les appels d'offre de long terme.**

## **MANDAT**

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQÀM. Elle a participé à la rédaction des mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les enjeux abordés dans ses présentes observations. Dans ce rapport, elle collabore avec M. Bastien à la section portant sur le solaire photovoltaïque et élaborera la section I portant sur la Gestion de la demande et déploiement des compteurs de nouvelle génération et la section II portant sur l'offre en approvisionnement en réseaux autonomes.

Le GRAME a retenu également la participation de monsieur David Moreau-Bastien, diplômé de l'université de Sherbrooke au premier cycle en administration des affaires, et d'un M.B.A. Business Administration, avec spécialisation en *Sustainable Business*. M. Moreau-Bastien a participé à la rédaction d'une partie de la preuve du GRAME au dossier R-3854-2013. Dans ce rapport, il a été retenu pour préparer la section portant sur l'effacement de la demande en RA par l'entremise du solaire résidentiel.

## TABLE DES MATIERES

Résumé .....	3
Mandat .....	5
I. Gestion de la demande et effacement de la demande en RA .....	7
1.1 Mesures de gestion de la demande en RA .....	7
1.2. Gestion de la demande et déploiement des compteurs de nouvelle génération.....	9
1.2.1 Conclusions et recommandations .....	13
1.3 Effacement de la demande en RA du Nunavut par l’entremise du solaire résidentiel. ....	15
1.3.1 Mise en Contexte.....	15
1.3.2 Démonstration du potentiel technicoéconomique du solaire photovoltaïque de type résidentiel .....	17
1.3.3 Études de scénarios d’effacement de la demande.....	22
1.3.4 Conclusion.....	25
II. L’offre / approvisionnement en réseaux autonomes.....	26
2.1 Mise en contexte.....	26
2.2 Problématiques de développement de ressources énergétiques renouvelables .....	26
2.2.1 Bilan de l’état des centrales.....	28
2.2.2 Exemples de réseaux .....	29
2.3 Recherche de solutions .....	34
2.3.1 Ouverture d’appel d’offres sur une base annuelle .....	34
2.3.2 Étude des Stratégies d’approvisionnement et rôle de la Régie.....	37
2.3.3 Exemple de résultats positifs – le cas de l’Alaska.....	38
2.3.4 Exemple d’encadrement basé sur la détermination d’un coût d’opportunités.....	39
Conclusions et recommandations du GRAME.....	42
Annexes .....	46
Section 2.3.3 : Extrait RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, traduction de l’explication concernant la figure 5 Page 5 .....	46
Section 1.3 : Tableau I, Calcul des économies pour un projet d’effacement de la demande réalisé par l’installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% de la demande. ....	48
Section 1.3 : Tableau II : Illustration des superficies et du nombre d’installations nécessaires pour un projet d’effacement de la demande réalisée par l’installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d’effacement, et illustration du nombre de litres de diésel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 économisées annuellement.....	49

## I. GESTION DE LA DEMANDE ET EFFACEMENT DE LA DEMANDE EN RA

### 1.1 Mesures de gestion de la demande en RA

La Régie fait le constat dans sa demande de renseignements no. 1, que certains villages du Nouveau-Québec auront besoin d'ajout de capacité plus tôt que d'autres. À cet égard, elle demande au Distributeur de présenter sa stratégie *pour prioriser des actions dans ces réseaux afin de retarder au maximum le besoin d'un ajout de capacité dans ses centrales thermiques, que ce soit par des mesures d'efficacité énergétique, de gestion de la demande de puissance ou par la production décentralisée d'électricité.*<sup>1</sup>

En réponse, le Distributeur semble indiquer que sa stratégie est la même, quel que soit le réseau. L'objectif premier serait de réduire les besoins en puissance à la pointe, via des mesures en efficacité énergétique et des mesures de gestion de la demande en puissance (GDP), et cela, au-delà des moyens relatifs à la tarification dissuasive, au PUEÉ et à l'option interruptible.<sup>2</sup>

Dans cette réponse à la Régie, le Distributeur fait également référence à l'éclairage public au DEL en réseaux autonomes et au potentiel de commercialisation du PTÉ dans les réseaux autonomes. Rappelons que ce PTÉ a été établi en 2005<sup>3</sup> puis il a été révisé au dossier R-3854-2013, alors que concrètement l'offre de programme et/ou les résultats en EÉ ou en gestion de la demande en puissance ont peu progressé entre 2005 et 2014 en réseaux autonomes.

Concernant l'offre pour l'éclairage public au DEL en réseaux autonomes<sup>4</sup> proposé au dossier R-3854-2013<sup>5</sup> par le Distributeur, rappelons que l'éclairage public au DEL est une option tarifaire qui relève uniquement du Distributeur, puisqu'il s'agit de ses propres installations. Il était donc temps que le Distributeur y adhère pour ses propres installations, bien que les coûts soient payés, en tout ou en partie, par la clientèle qui adhère à cette option.

Pour terminer, ce qui ressort de la réponse du Distributeur, c'est qu'il indique qu'au-delà des interventions en efficacité énergétique pour pallier le déficit de puissance, *le Distributeur agira sur l'offre en procédant, au moment opportun, à des ajouts de capacités suffisants - notamment par l'installation de génératrices mobiles – pour assurer la fiabilité des approvisionnements de chaque réseau.*<sup>6</sup>

Bien que l'installation de génératrices mobiles dans une perspective temporaire soit souhaitable, notamment afin de disposer de temps pour rechercher d'autres moyens que

---

<sup>1</sup> R-3864-2013, B-0022, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, RDDR 18.4

<sup>2</sup> R-3864-2013, B-0022, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, RDDR 18.4

<sup>3</sup> R-3584-2005, HQD-1, document 2, annexe A.

<sup>4</sup> R-3854-2013, B-0094, Réponses à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 5.9

<sup>5</sup> R-3854-2013, B-0094, Réponses à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 5.9

<sup>6</sup> R-3864-2013, B-0022, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, RDDR 18.4

l'ajout de puissance au diesel, le Distributeur n'annonce pas d'intention de rechercher des moyens de production d'énergies renouvelables, ou de rechercher de moyens précis d'effacement de la demande sur son réseau de distribution.

De l'avis du GRAME, l'effacement de la demande sur le réseau de distribution du Distributeur peut provenir de la mise en place de moyens décentralisés de production d'énergie par la communauté. C'est un concept qu'il faut envisager, soit la décentralisation de la production énergétique en offrant par exemple une option de mesurage net adaptée à ces réseaux.

**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 ?

**Réponse : Le Distributeur n'écarte aucune approche, dès lors qu'elle est techniquement réalisable, économiquement rentable, acceptable sur le plan environnemental et accueillie favorablement par les communautés. Cependant, le Distributeur tient à rappeler que les mesures visant l'autoproduction présentent un potentiel relativement faible.**

Référence : R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 4.4

Cependant, pour le GRAME l'option de mesurage net n'est pas adaptée pour favoriser l'émergence de la prise en main par les communautés d'une production énergétique décentralisée. Pour être adaptée à ces réseaux, cette option doit être ajustée pour tenir compte du coût évité du Distributeur pour les quantités effacées par le client. De plus, pour les kWh mis à la disposition du Distributeur, le prix doit être évalué. Les conditions d'application d'une telle option doivent aussi être examinées, puisque le prix en première tranche, soit avant 30 kW par jour, est significativement inférieur au tarif dissuasif de la deuxième tranche de consommation. Ainsi, l'utilisation d'une option de mesurage net en réseaux autonomes doit être considérablement revue et repensée afin qu'elle soit équitable envers le Distributeur, mais également qu'elle soit suffisamment incitative pour atteindre des résultats significatifs.

Afin de démontrer l'impact d'une telle option, le GRAME propose dans sa prochaine section un exemple de moyens (impliquant l'énergie solaire) d'effacement de la demande sur le réseau du Distributeur.

**En conclusion, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de révision de l'option de mesurage net pour l'adapter aux cas des réseaux autonomes, et cela, lors du prochain dossier tarifaire, puisque ce sera le forum approprié pour en faire la révision.**

Puis, en suivi du présent Plan, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de faire rapport annuellement sur l'évolution des demandes d'adhésion à l'option de mesurage net et sur l'impact sur la demande en puissance de ces réseaux.

Le GRAME est d'avis que pour que l'option de mesurage net puisse être adaptée, le déploiement des compteurs de nouvelle génération pourrait être nécessaire.

## 1.2. Gestion de la demande et déploiement des compteurs de nouvelle génération

Dans sa décision D-2014-017, la Régie indique qu'*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*<sup>7</sup>. À cet égard, de l'avis du GRAME, les options tarifaires associées aux compteurs nouvelle génération seront la clé pour inciter la clientèle à adhérer à des mesures de gestion de la demande.

Par ailleurs, la Régie s'interroge *sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs*.<sup>8</sup> Même si ces mesures n'étaient pas mises en place avant la fin du déploiement, la Régie indique **qu'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**.<sup>9</sup>

*[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) (R-3864-2013, D-2014-017, par. 34)*

Considérant le rappel de la Régie 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.

---

<sup>7</sup> D-2014-017, par. 34

<sup>8</sup> D-2014-017, par. 34

<sup>9</sup> D-2014-017, par. 34

Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit se pencher sérieusement 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, rattachée à des nouvelles options tarifaires et cela, de manière prioritaire.

*[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)). (R-3864-2013, D-2014-017, par. 33)*

En effet, considérant l'ampleur du déficit en RA, de l'ordre de 202,3 M \$<sup>10</sup> pour 2014, 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<sup>11</sup>, à savoir s'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, le GRAME est d'avis que 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.

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<sup>12</sup>.

*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. (R-3863-2013, B-0004, page 35)*

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

<sup>10</sup> 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

<sup>11</sup> R-3864-2013, D-2014-017, par. 34

<sup>12</sup> R-3863-2013, B-0004, HQD-1, doc. 1, page 35

*production*<sup>13</sup>, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit mettre en place des programmes de gestion de la demande en puissance pour cette clientèle, et cela dès que les compteurs de nouvelle génération seront installés en réseaux autonomes. À titre d'exemple, il serait possible de susciter un intérêt de la clientèle de relier certains électroménagers dans le but de réduire la consommation à la pointe en puissance, grâce à une option tarifaire incitative.

Le GRAME est d'avis que ces options doivent être étudiées dès maintenant pour être en application lors du déploiement prévu en réseaux autonomes de juin à octobre 2017<sup>14</sup>.

3.1 Veuillez préciser l'échéancier prévu de déploiement du projet LAD pour chacun des réseaux autonomes, en plus des Îles-de-la-Madeleine.

**Réponse :** *Le déploiement de tous les réseaux autonomes est planifié actuellement en parallèle de juin à octobre 2017 afin de profiter des conditions météorologiques favorables à l'installation des compteurs. Le Distributeur rappelle que la stratégie de déploiement vise d'abord à installer les compteurs dans des zones où les gains d'efficience sont les plus élevés.* (R-3863-2013, B-0023, Réponse à la demande no. 1 de la Régie., RDDR 3.1)

Bien que selon le Distributeur le système LAD est évolutif, il n'aurait pas encore fait l'objet de travaux pour assurer son évolution pour les questions relatives à la gestion de la demande avec l'aide d'options tarifaires différenciées.

Le GRAME comprend de la preuve déposée par le Distributeur au dossier R-3863-2013, que la mise en œuvre de nouvelles fonctionnalités ne pourra pas être complétée avant qu'elles soient étudiées et fassent l'objet d'améliorations techniques. Le Distributeur nous indiquait au dossier R-3863-2013, et le confirmait au présent dossier, qu'il devra pour chaque fonctionnalité étudier les bénéfices et les coûts et qu'il reviendra devant la Régie pour toute demande d'investissements ultérieure.<sup>15</sup>

De l'avis du GRAME, les compteurs nouvelle génération requièrent plus que des équipements de collecte de données, mais doivent pouvoir interagir et communiquer sur le réseau de distribution. Le terme «communiquer» suggère la transmission d'une information à un tiers et le terme «interagir» suggère plutôt une action ou réaction réciproque entre deux éléments.

On est donc loin du compte au projet LAD actuel pour ce qui est d'«interagir» afin de mettre en place une fonctionnalité comme la gestion de la demande de puissance à la pointe, fonctionnalité tant recherchée en réseaux autonomes, bien que le GRAME note que le Distributeur fait des travaux à même le programme d'innovation du réseau intelligent et le Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) en ce qui concerne la gestion de la demande.

---

<sup>13</sup> Décision D-2012-024, par. 87

<sup>14</sup> R-3863-2013, B-0023, Réponse à la demande no. 1 de la Régie., RDDR 3.1

<sup>15</sup> B-0040, *Réponses à la demande de renseignements no2 de la Régie RA*, RDDR 30.1

En effet, l'institut annonce des recherches d'ici 2017, ce qui s'inscrit à l'intérieur du scénario des demandes de la Régie pour le cas spécifique des réseaux autonomes. À cet égard, l'Institut de recherche, soit le Groupe technologie, propose une estimation de la réduction de la consommation de l'ordre 595 MW en période de pointe, bien qu'il ne soit pas précisé si cette réduction proviendrait du réseau intégré ou des réseaux autonomes, ou d'une combinaison des deux.<sup>16</sup>

Extrait page 13 :

**5**  
**Gestion de la charge et des ressources distribuées**

HQT | **Simulation des impacts sur le réseau de l'éolien (SIRE)**. Créer un simulateur de conduite de réseau en temps réel en vue de réaliser des études qui mesurent l'impact d'une forte augmentation de la production éolienne sur l'équilibre entre l'offre et la demande ainsi que sur les contraintes de transport.

HQD | **Gestion de la demande**. Elaborer des stratégies de contrôle des charges adaptées au contexte économique, climatique, énergétique et culturel québécois. Concevoir un modèle de prévision capable de mesurer l'impact de la gestion de la demande sur l'appel de puissance.

HQD | **Échange d'énergie véhicule-réseau ou V2G (véhicule-to-grid)**. Mener un projet pilote pour restituer l'énergie stockée dans la batterie d'un véhicule électrique rechargeable sur le réseau de distribution durant les pointes de consommation ou pour atténuer certaines contraintes d'exploitation.

Réduire la consommation de 595 MW en période de pointe

De plus, la réponse suivante du Distributeur à la Régie confirme nos appréhensions à l'effet que le Distributeur n'est pas encore prêt pour le déploiement de mesures en gestion de la demande en puissance à l'aide de la nouvelle technologie de mesurage avancé et que ces interventions seront «éventuellement» présentées à la Régie.

30.1 Veuillez fournir le calendrier de réalisation des analyses citées aux références (i<sup>17</sup>) et (ii<sup>18</sup>).

**Réponse :** *Le Distributeur ne peut pas donner de date précise pour la réalisation des analyses en réseaux autonomes. Il cherche toutefois à prioriser l'évaluation des mesures à fort potentiel, comme par exemple l'enveloppe des bâtiments. Dans le contexte des réseaux autonomes, ces mesures doivent être évaluées en partenariat avec les intervenants du milieu, les communautés ou les différents paliers gouvernementaux.*

*De plus, les travaux effectués présentement à l'IREQ sont requis pour évaluer la faisabilité de nouveaux moyens en gestion de la demande en puissance et dégager les interventions qui en découleront. Au regard des résultats obtenus, des analyses d'opportunités seront réalisées afin d'établir la rentabilité économique de ces interventions dans le contexte particulier des réseaux autonomes.*

*Enfin, le Distributeur rappelle que les modalités et les objectifs concernant les interventions commerciales seront présentés à la Régie dans le cadre des futurs dossiers tarifaires.*

(B-0040, Réponses à la demande de renseignements no2 de la Régie RA, RDDR 30.1)

<sup>16</sup> Hydro-Pressé, no1 Janvier-février 2014, Vers un réseau plus intelligent, Innovation technologique, par Sandrine Brindejonc, pages 10 à 13

<sup>17</sup> R-3864-2013, B-0022, HQD-4, document 1, page 7; « Les mesures d'économie d'énergie prévues à l'horizon 2015 sont présentées au tableau 5.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0010), annexe 5. Au-delà de 2015, les interventions en efficacité énergétique seront précisées au fur et à mesure de la validation du potentiel réalisable des mesures identifiées dans le PTÉ [potentiel technicoéconomique].

<sup>18</sup> R-3864-2013, B-0022, HQD-4, document 1, page 12. « Le Distributeur poursuit l'analyse des mesures identifiées dans le PTÉ et privilégiera le développement de nouveaux programmes de gestion de la demande en puissance dans la mesure où la faisabilité et la rentabilité des interventions sont démontrées. »

Au dossier R-3863-2013, concernant le cas du déploiement des compteurs nouvelle génération en réseaux autonomes, le GRAME recommandait ce qui suit :

*Considérant que ce déploiement est prévu dans seulement 3 ans, le GRAME recommande de ne pas approuver immédiatement les investissements liés au déploiement en réseaux autonomes en Phase 3, afin de permettre au Distributeur de présenter une demande d'investissements décrivant la technologie choisie et sa capacité à rencontrer les demandes de la Régie exprimées dans les décisions portant sur le plan d'approvisionnement et les dossiers tarifaires, incluant les coûts d'installation et les gains d'efficience, ainsi que les nouvelles mesures de gestion de la demande associées notamment aux options tarifaires. (R-3863-2013, C-GRAME-0036, par. 57)*

Concernant maintenant les programmes d'efficacité énergétique, rappelons que le Distributeur a demandé un budget de l'ordre de 1,3 M\$ pour l'ensemble des réseaux autonomes, ce qui est bien peu à ce jour. Il ne semble pas que le Distributeur ait investit les efforts nécessaires pour réduire la demande en réseaux autonomes.

*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. (R-3854-2013, B-0036, p. 21)*

### **1.2.1 Conclusions et recommandations**

Le GRAME est d'avis que l'expérience passée concernant les moyens à mettre en œuvre, soit les PUEÉ et le PGEÉ, démontre que la situation des déficits récurrents en RA ne peut être changée avec les outils actuels dont dispose le Distributeur.

Le GRAME est d'avis qu'il est préférable d'insister pour que le Distributeur mette plus d'emphase sur la collaboration des communautés de ces réseaux pour trouver des solutions.

À cet égard, le GRAME invite la Régie à consulter le témoignage de M. Matthew Muksah, qui démontre l'importance de l'implication des communautés dans le choix des solutions qui seront à mettre en place.

Ainsi, le GRAME est d'avis que pour pouvoir prendre le virage vers les énergies renouvelables, pour être en mesure de réduire les déficits des réseaux autonomes, il faudra modifier les façons de faire et se diriger vers les partenariats avec les communautés desservies dans ces réseaux, d'où la contribution incontournable des compteurs nouvelle génération pour la mise en place d'options tarifaires de mesurage net et de programmes de gestion de la demande.

**Pour répondre à l'interrogation de la Régie portant sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs et suite à sa participation aux audiences du dossier LAD Phases 2 et 3, le GRAME soumet que la technologie déployée par le Distributeur n'est pas encore en mesure d'offrir des fonctionnalités avancées pour la GDP associées à une tarification différenciée dans le temps et c'est probablement la raison principale pour laquelle le Distributeur retarde leur mise en place.**

*[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) (R-3864-2013, D-2014-017, par. 34)*

**Cependant, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit dès maintenant rechercher en priorité des moyens pour être en mesure d'offrir des options tarifaires associées à la gestion de la demande en puissance en réseaux autonomes et en réseau intégré.**

**Pour ce dernier, le GRAME présente une section sur l'appel au public dans son rapport pour le RI. Des mesures incitatives pour que des résultats tangibles soient maintenus doivent être mises en place, et le moyen à privilégier est l'incitatif monétaire. Puis, pour pouvoir mesurer l'effacement du client, cela va prendre des compteurs avancés associés à une option tarifaire.**

## **1.3 Effacement de la demande en RA du Nunavut par l'entremise du solaire résidentiel.**

### **1.3.1 Mise en Contexte**

L'objet de cette étude est de déterminer la faisabilité économique, ainsi que de calculer les avantages potentiels d'un éventuel programme d'effacement de la demande supporté par l'installation à petite échelle de systèmes photovoltaïques dans les réseaux autonomes du Nunavut.

Pour Hydro-Québec, qui accumule présentement des déficits annuels récurrents de l'ordre de 200 millions<sup>19</sup> par année en déficits liés à l'opération des réseaux autonomes, l'intérêt principal de supporter un effacement de la demande est d'atteindre une réduction significative de ces déficits. Puisque l'énergie est vendue à perte, chaque KWh que le Distributeur évite de produire entraîne un évitement de certains coûts. Les deux éléments ayant le plus grand impact sur les coûts sont la demande en énergie et la demande en puissance. La demande en énergie représente la quantité totale d'énergie (par exemple 4 GWh) utilisée sur une certaine période de temps. Peu importe qu'elle soit produite à la période de pointe ou non, une demande en énergie implique, dans le contexte des réseaux autonomes du Nunavut, la combustion de diesel, un processus dispendieux et polluant. La demande en puissance, quant à elle, représente la pointe de demande en énergie, le plus haut débit devant être fourni à un certain moment afin de combler la demande de tous simultanément. Une augmentation de la demande en puissance, même si elle n'était pas accompagnée d'une augmentation de la demande totale en énergie, entraîne tout de même des coûts financiers et environnementaux supplémentaires, car de nouvelles centrales et génératrices doivent être construites afin d'offrir le niveau de puissance garantie par la loi.

Idéalement, l'effacement de la demande vise donc à réduire la demande en énergie et la demande en puissance, permettant ainsi d'éviter les coûts variables liés à la production d'énergie (carburant, main d'œuvre, entretien lié à l'usage des génératrices, etc.), ainsi que les coûts « fixes » liés à l'offre d'une puissance garantie (Ex. : les coûts liés à la création et au maintien des installations génératrices).

Dans le cas de l'énergie solaire dans son expression la plus simple, c'est-à-dire des panneaux solaires non couplés à des technologies permettant l'accumulation d'énergie, la production d'énergie est concentrée dans le jour, durant les heures d'ensoleillement, et fournit une quantité variable d'énergie en fonction du temps de l'année et des conditions météorologiques. Donc, même si les heures de production coïncidaient avec les heures d'usage de pointe, nous ne pourrions-nous fier sur la capacité de nos installations solaires pour le maintien ou l'ajout d'une puissance garantie.

---

<sup>19</sup> R-3854-2013-B-0012-HQD-1, doc. 4, page 7

Donc, en l'absence d'une technologie complémentaire permettant l'accumulation de l'énergie générée par les installations solaires, l'évaluation de la valeur pour le Distributeur d'installer une capacité de génération solaire dans les réseaux autonomes du Nunavut ne devrait prendre en compte que les coûts évités en énergie et les coûts variables qui y sont associés, et non les coûts évités en puissance.

Par contre, et bien que nous ne nous pencherons pas sur le sujet dans ce rapport, la présence ajoutée d'une énergie moins dispendieuse durant la journée pourrait faciliter la création et la mise en place de programmes de déplacement de la demande vers les zones hors-pointe, ce qui compléterait l'effacement de la demande rendu possible par l'ajout du solaire d'ampleur « résidentiel ». Tout de même, les coûts évités en énergie représentent la majorité des coûts évités par l'effacement de la demande (par exemple, à Akulivik, sur 59,92 cents évités par KWh, 43,77 cents sont attribuables aux coûts évités en énergie<sup>20</sup>), faisant de l'énergie solaire une avenue simple et intéressante à court terme, tout en offrant un potentiel additionnel pour le futur.

Ceci étant dit, nous tenterons d'établir la valeur actuelle pour le Distributeur, en termes de coûts évités en énergie pour la durée de vie d'une installation d'une unité fondamentale de génération électrique solaire, et ce en fonction des paramètres particuliers de chaque village desservi dans les réseaux autonomes du Nunavut. Une fois cela accompli, nous pourrons faire ressortir les économies potentielles en fonction de différents scénarios, soit l'effacement de 5, 10 ou 20% de la demande présente grâce au solaire. De plus, nous ferons ressortir une estimation du nombre d'installations requises, de l'espace occupé par ces installations, de la quantité de diésel dont la combustion aura été évitée, de la quantité de CO2 qui sera émis en moins ainsi que du prix au kWh qui pourrait être offert par le Distributeur aux contacteurs et/ou à la communauté, ou même à des particuliers produisant de l'énergie solaire locale en réseaux autonomes.

Une fois que le potentiel du solaire photovoltaïque pour le Nunavut et les réseaux autonomes aura été clairement démontré, il restera à élaborer les différents programmes au travers desquels ce potentiel pourra être développé. Devant les difficultés éprouvées par le Distributeur à implanter de nouveaux programmes dans ces régions éloignées, il est de notre avis que les programmes explorés pour le futur du solaire dans ces régions devraient prévoir la participation des communautés locales, en mettant l'emphase sur le partage des économies réalisées par l'introduction de l'énergie solaire entre le Distributeur, les communautés, les promoteurs et/ou les résidents.

---

<sup>20</sup> R-3854-2013, HQD-3, document 4, page 8

### 1.3.2 Démonstration du potentiel technicoéconomique du solaire photovoltaïque de type résidentiel

#### *Coûts évités par village :*

Hydro-Québec Distribution a déjà évalué et publié une estimation des coûts évités en énergie pour chaque kWh s'effaçant de la demande pour chacune des municipalités concernées, nous facilitant beaucoup la première partie du calcul.<sup>21</sup>

Par contre, nous avons remarqué qu'en présentant le coût de revient pour l'énergie produite au Nunavut avec ses génératrices au diésel, les taxes défrayées sur l'achat du carburant ne sont pas incluses dans le calcul des coûts. Ceci nous porte à croire que les montants présentés pour les coûts évités en énergie sont sous-estimés par rapport au véritable montant qui est économisé. Les taxes spéciales provinciales et fédérales sur les produits pétroliers sont calculées non pas comme un % du prix de vente, mais comme un montant fixe par litre de carburant. Dans le cas du fédéral, cette taxe est de 4 cents le litre<sup>22</sup>, mais les producteurs d'énergie en sont exemptés<sup>23</sup>. Dans le cas du provincial, elle est de 20,20 cents le litre<sup>24</sup> et à notre connaissance, aucune exemption spéciale n'est attribuée pour la génération d'électricité<sup>25</sup>.

Puisque cette taxe n'est pas chargée, ni remboursée par le gouvernement, elle représente réellement un coût évité lorsqu'un litre de diésel n'est pas brûlé. Par conséquent, nous avons calculé un coût évité ajusté prenant en compte le nombre de kWh généré par litre de diésel consommé afin de rajouter la juste part de taxes sur l'essence dans le coût évité en énergie de chaque municipalité. Le montant total de la taxe pour un litre est divisé par le nombre de kWh généré par litre de diésel dans une certaine municipalité et puis rajouté au montant du coût évité en énergie déjà fourni par le Distributeur.

---

<sup>21</sup> R-3854-2013, HQD-3, doc 4, p.8

<sup>22</sup> <https://www.rncan.gc.ca/energie/prix-carburant/4604>

<sup>23</sup> <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/E-15/TexteCompleet.html>, article 23.(8).C)

<sup>24</sup> <http://www.revenuquebec.ca/documents/en/formulaires/ca/ca-1-v%282013-04%29.pdf>

<sup>25</sup> [http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/T\\_1/T1.html](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/T_1/T1.html)

Ci-dessous, nous présentons les détails de l'ajustement des coûts évités par villages du Nunavik :

Villages	Rendement des centrales (KWh/litre)	Coût évité par KWh, données H-Q (cents)	Taxes diesel (excluant les taxes de ventes) (cents/KWh)	Coût évité par kWh, ajusté (cents)	
Akulivic	3,59	43,77	5,63	49,40	
Aupaluk	3,75	46,85	5,39	52,24	
Inukjuak	3,84	38,58	5,26	43,84	
Ivujivik	3,35	50,62	6,03	56,65	
Kangiqsualujjuaq	3,47	47,53	5,82	53,35	
Kangiqsujuaq	3,34	42,42	6,05	48,47	
Kangirsuk	3,48	42,84	5,80	48,64	
Kuujjuaq	3,86	38,1	5,23	43,33	
kuujjuarapik	3,63	38,7	5,56	44,26	
Puvirnituq	3,76	38,64	5,37	44,01	
Quaqtaq	3,52	51,62	5,74	57,36	
Salluit	3,75	38,42	5,39	43,81	
Tasiujaq	3,24	45,29	6,23	51,52	
Umiujaq	3,51	44,4	5,75	50,15	
		<b>Moyenne</b>	<b>43,41</b>	<b>5,66</b>	<b>49,07</b>

*Potentiel solaire par village :*

Pour calculer la quantité d'énergie que pourrait potentiellement fournir un panneau solaire dans le contexte des différentes municipalités à l'étude, il est nécessaire d'obtenir des données précises concernant la quantité d'énergie solaire moyenne disponible au sol. En utilisant les moyennes d'énergie disponibles, il est possible de calculer la quantité moyenne d'énergie qui sera fournie par un panneau durant une année, en fonction de sa taille, son efficacité, la qualité des composantes, etc.

Lorsqu'une installation est vendue comme ayant une capacité de 10 kW, cela signifie qu'elle peut fournir 10 kWh par heure sous conditions standardisées et optimales. Ressources Naturelles Canada, qui est chargée de calculer et de compiler les données concernant l'ensoleillement et le potentiel d'énergie solaire photovoltaïque au Canada, nous fournit directement le potentiel PV, en plus des données d'ensoleillement, et cela, pour l'ensemble des municipalités à l'étude.

Ci-dessous, vous trouverez la compilation de ces informations qui proviennent de Ressources Naturelles Canada pour chacun des villages à l'étude<sup>26</sup> :

Villages	Qté annuelle énergie produite par une installation PV de 1KWp* (KWh)	Valeur annuelle des coûts évités pour HQ par KWp de PV installé (\$)
Akulivic	1075	531,01 \$
Aupaluk	1039	542,74 \$
Inukjuak	1080	473,48 \$
Ivujivik	1068	605,02 \$
Kangiqsualujjuaq	1029	548,99 \$
Kangiqsujuaq	1050	508,91 \$
Kangirsuk	1045	508,34 \$
Kuujuuaq	1032	447,20 \$
kuujjuarapik	1083	479,39 \$
Puvirnitug	1070	470,93 \$
Quaqtaq	1053	603,99 \$
Salluit	1053	461,28 \$
Tasiujaq	1038	534,83 \$
Umiujaq	1071	537,16 \$
	<b>1056,14</b>	<b>518,09</b>

Le chiffre retenu pour cette étude est le nombre moyen de kWh produit par kWp de capacité de production solaire installée avec une orientation au sud et une inclinaison égale à la latitude. En moyenne, nous trouvons environ 1055 kWh par kWp.<sup>27</sup> Avec cette information en main, il nous est maintenant possible de calculer la valeur des coûts évités en énergie par kWp de capacité solaire installée. Comme nous pouvons le constater, le Distributeur économisera en moyenne 518\$ par année par kWp de capacité PV installée.

*Valeur actuelle du solaire pour le Distributeur par village :*

Pour calculer la valeur actuelle des coûts évités par l'installation d'une certaine capacité de génération d'énergie solaire, il suffit d'actualiser le montant d'économie annuelle qui sera réalisé pour la durée de vie de l'équipement, qui est généralement garanti pour 25 ans. Le taux d'actualisation utilisé peut être différent dépendamment du contexte. Généralement, le coût moyen de la dette ou bien le taux de rendement requis sur les actifs sera utilisé.

<sup>26</sup> <http://pv.nrcan.gc.ca/index.php?lang=f>:

<sup>27</sup> <http://pv.nrcan.gc.ca/index.php?lang=f>:

Dans le contexte présent, nous avons choisi d'utiliser pour cette démonstration le coût des capitaux prospectifs, à 4,972%<sup>28</sup>, car cette valeur représente l'estimation pour le Distributeur de ce que deviendra le taux de rendement de la base de tarification pour les investissements futurs. Pour le calcul présent, nous assumons une stabilité au niveau des coûts évités, le but étant de démontrer la faisabilité et non de produire un scénario détaillé d'investissement. Si les coûts évités en énergie par kWh effacé augmentent dans le futur, alors l'estimation présente sous-représente l'avantage financier, le contraire étant tout aussi vrai. En moyenne, selon les paramètres de notre analyse, la valeur actuelle en termes de coûts évités en énergie pour le Distributeur par kWp de capacité PV installée est d'environ 7860\$, ou 7,86 \$ le Wp.

*Coût du solaire, Valeur actuelle nette :*

Afin de pouvoir en arriver à une valeur actuelle nette, nous devons estimer l'ampleur de l'investissement requis par capacité installée. Pour commencer, nous avons trouvé des fournisseurs canadiens indiquant sur leur page web des estimations quant au coût total estimé de certains systèmes de taille résidentielle, incluant l'installation. Les exemples retenus, soit une installation de 2,5 KWp pour 12 650\$<sup>29</sup> et une de 9,87 KWp pour 49 941\$<sup>30</sup>, pointent vers 5 000\$ par KWp, ou 5\$ par Wp. Nous n'avons pas trouvé de données récentes compilées sur le prix du solaire au Canada, mais nous avons trouvé que l'on rapportait un prix médian de 5,30\$ le Wp aux États-Unis en 2012<sup>31</sup>, un prix se rapprochant de ce que nous avons trouvé pour le Canada. Aussi, il est rapporté que 64% des coûts liés à une installation PV sont autres que matériel, couvrant l'installation, l'entretien, etc.<sup>32</sup>

Nous pouvons donc assumer que le coût d'un système non installé représente environ 36% des coûts totaux à prendre en compte. Afin de vérifier les prix actuels, nous avons cherché des fournisseurs en ligne et trouvé un système complet de panneaux solaires fabriqués au Canada à vendre pour 15696\$, incluant la livraison au Nunavut<sup>33</sup>. Ce prix n'est pas exceptionnel et représente bien les prix du matériel pour le solaire ayant cours sur le marché. Basé sur le coût du matériel, assumant qu'il représente environ 36% du coût total, nous arrivons à une estimation de 4,36\$ le Wp.<sup>34</sup>

<sup>28</sup> R-3854-2013 HQD-3, document 3.1 Page 4 de 4

<sup>29</sup> <http://www.canadian-solar.ca/residential/>

<sup>30</sup> <http://solardirectcanada.com/solarpowersystems.php>

<sup>31</sup> <http://newscenter.lbl.gov/news-releases/2013/08/12/installed-price-of-solar-photovoltaic-systems-in-the-u-s-continues-to-decline-at-a-rapid-pace/>

<sup>32</sup> <http://www.nrel.gov/news/press/2013/5306.html>

<sup>33</sup> <http://www.bluepacificsolar.com/solar-kits.html>

<sup>34</sup> Détails du calcul: 13 900 \$ US, pièces + 500 \$ US, transport = 14400 \$ US

Taux change : 1,09 .... 14400 \$ US = 15696\$ Can

15696\$ /10000Wp= Environ 1,57\$ par Wp en coûts matériels

Si les coûts matériels représentent 36% du coût total (1-64%), alors coût total attendu est de:

$1,57/36 = X/100$  et  $x = 100 * 1,57 / 36 = 4,36\$$

Nous considérerons donc 5\$ le Wp comme coût pour l'analyse présente, sachant que les coûts iront en diminuant d'année en année et sont donc probablement plus bas en ce moment que lorsque les derniers rapports ont été publiés, mais que le coût d'importer les matériaux et de faire affaire au Nunavut est nécessairement plus élevé qu'ailleurs. Lorsqu'on en viendra à étudier la réalisation d'un projet spécifique, ou d'un projet pilote, il sera possible de déterminer avec précision les coûts en ouvrant un appel d'offres à la communauté.

Le tableau suivant présente le détail de ces calculs par village :

Villages	Valeur actuelle des économies pour la durée de vie de l'installation par KWp installé	Valeur actuelle des économies pour la durée de vie de l'installation par Wp installé	V.A.N des économies totales par Wp installé (\$/Wp)
Akulivic	7 506,65 \$	7,51	2,51
Aupaluk	7 672,39 \$	7,67	2,67
Inukjuak	6 693,26 \$	6,69	1,69
Ivujivik	8 552,82 \$	8,55	3,55
Kangiqualujjuaq	7 760,68 \$	7,76	2,76
Kangijsujuaq	7 194,21 \$	7,19	2,19
Kangirsuk	7 186,05 \$	7,19	2,19
Kuujjuaq	6 321,78 \$	6,32	1,32
kuujjuarapik	6 776,82 \$	6,78	1,78
Puvirnituq	6 657,29 \$	6,66	1,66
Quaqtaq	8 538,21 \$	8,54	3,54
Salluit	6 520,91 \$	6,52	1,52
Tasiujaq	7 560,51 \$	7,56	2,56
Umiujaq	7 593,52 \$	7,59	2,59
	<b>7323,94</b>	<b>7,32</b>	<b>2,32</b>

### 1.3.3 Études de scénarios d'effacement de la demande

Maintenant que nous avons une idée claire de la valeur du solaire pour le Distributeur dans les réseaux autonomes, nous pouvons étudier les impacts de l'application d'un programme visant l'effacement d'un certain pourcentage de la demande actuelle à l'aide d'installations PV de format résidentiel. Ce qui nous intéresse plus particulièrement est la quantité d'argent économisé, le montant d'investissement requis, l'espace requis pour les installations, le nombre d'installations nécessaires, la quantité de diesel économisée ainsi que les émissions de CO2 évitées.

Nous allons présenter les résultats projetés pour des scénarios impliquant l'effacement de 5, 10 et 20% de la demande pour chaque village. L'analyse de sensibilité est simple, car les résultats sont linéaires en fonction du % de la demande effacée. Le détail des résultats ville par ville est présenté en annexe (Tableaux I et II). Voici le tableau compilant les résultats globaux, qui sera suivi de commentaires et d'explications sur les calculs impliqués ainsi que sur les possibilités offertes.

<b>Analyse de sensibilité du potentiel représenté par l'effacement de la demande par le solaire de dimension résidentielle</b>			
<b>% d'effacement de la demande pour 2013</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>	<b>20%</b>
Investissement total requis	18 485 293,00 \$	36 970 585,99 \$	73 941 171,99 \$
Valeur actuelle cout évité en énergie total	25 532 518,37 \$	51 065 036,74 \$	102 130 073,48 \$
Valeur actuelle nette du montant rendu disponible	7 047 225,37 \$	14 094 450,74 \$	28 188 901,49 \$
Nombre total d'installations de 10 KWp nécessaires (total)	370	739	1 479
Nombre d'installations de 10 KWp nécessaires (moyenne par ville)	26	53	106
Espace total occupé (m2)	24 622,41	49 244,82	98 489,64
Diésel non brûlé (litres/année)	1 063 781	2 127 561	4 255 122
Diésel non brûlé, total (Litres)	26 594 514	53 189 027	106 378 054
Réduction annuelle des émissions de CO2 (T)	2 899	5 798	11 595
Réduction totale émissions de CO2 (T)	72 470	144 940	289 880

Nous pouvons constater que la valeur actuelle nette représente une somme notable. Cette somme représente le surplus de gains après avoir payé les investissements nécessaires et après avoir fourni un taux de rendement de 4.9% sur l'actif. Ce montant pourrait être alloué en partie par le Distributeur pour financer divers programmes visant l'implantation de la mesure. Par exemple, le Distributeur pourrait lancer un appel d'offres pour 28 installations de 10KWp à Akulivic (pour effacer 10% de la demande), et offrir à la communauté ou à des promoteurs intéressés la possibilité de recevoir 32,9 cents de compensation par KWh de demande effacée grâce au solaire. Pour le Distributeur, la valeur actuelle des économies représente alors environ 700 000\$, qui pourront être utilisés pour divers programmes visant à favoriser l'adoption du solaire dans la communauté, ou comme compensation pour l'usage des espaces, le reste servant à réduire les déficits.

La valeur calculée du taux à offrir au promoteur (Communauté, entrepreneur ou consommateur) pour la demande effacée est calculée en fonction de l'obtention d'une valeur actuelle nette nulle. Une telle valeur indique que le projet est rentable en fonction du taux de rendement exigé qui est représenté par le taux d'actualisation utilisé pour l'évaluation. La moyenne des taux obtenus ainsi est de 33,5 cents.

L'espace occupé par les installations est une mesure importante nous donnant une idée de l'ampleur de l'idée étudiée. La capacité d'une installation photovoltaïque (en kWp) est évaluée en fonction de sa capacité à produire de l'énergie sous conditions standards. Pour déterminer la capacité d'un panneau, des tests sont effectués en condition de 1000 Watt d'énergie solaire disponible par mètre carré. Un panneau efficace à 100% vendu comme offrant un potentiel installé de 1 kWp (1 Kilowatt 'peak') aurait donc une superficie de 1 m<sup>2</sup>.

Villages	Tarif cible pour contacteur externe, VAN = 0, (cents/KWh)
Akulivic	32,90
Aupaluk	34,04
Inukjuak	32,75
Ivujivik	33,12
Kangiqualujuaq	34,37
Kangijsujuaq	33,69
Kangirsuk	33,85
Kuujuuaq	34,27
kuujuarapik	32,66
Puvirnituk	33,06
Quaqtaq	33,59
Salluit	33,59
Tasiujaq	34,07
Umiujaq	33,02

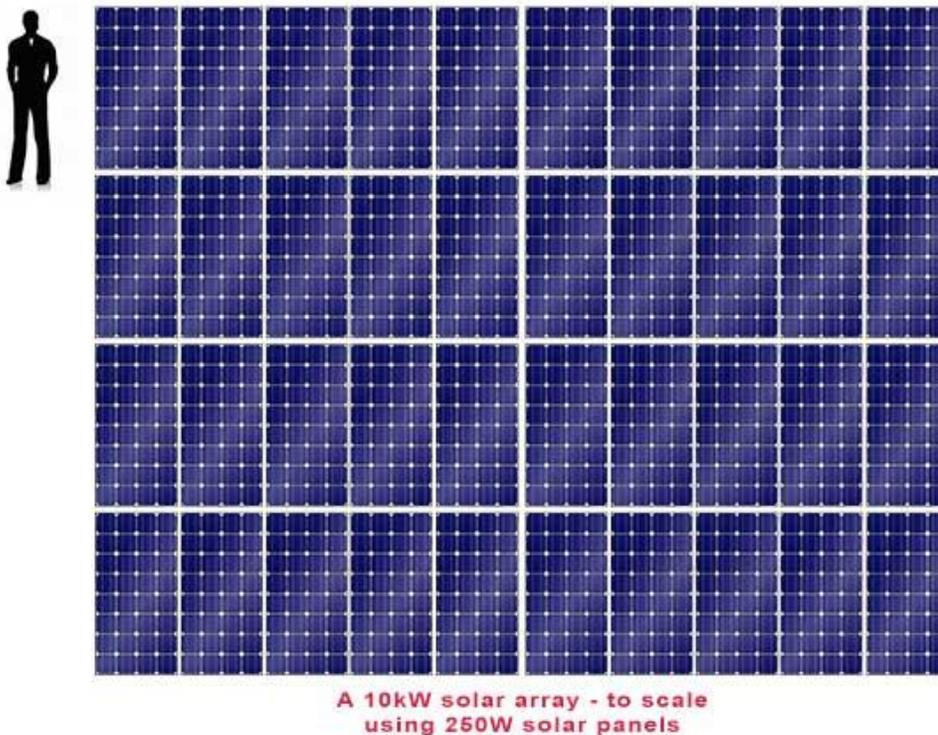
L'efficacité des panneaux solaires varie fortement d'un manufacturier à l'autre, oscillant généralement entre 10 et 20%. Un panneau ayant une efficacité de 10% prendrait nécessairement 2 fois plus d'espace qu'un autre efficace à 20% pour fournir la même énergie sous les mêmes conditions. Le type de panneau solaire considéré dans cette analyse a quant à lui une efficacité d'environ 15%, il présente donc une superficie de 1/0,15 m<sup>2</sup> par kWp installé, c'est-à-dire environs 6,66 m<sup>2</sup> par kWp, ou 66,6 m<sup>2</sup> par installation de 10 kWp.<sup>35</sup>

**33,50**

<sup>35</sup> [http://www.bluepacificsolar.com/picture\\_library/tech-specs/canadian-CS6P-P.pdf](http://www.bluepacificsolar.com/picture_library/tech-specs/canadian-CS6P-P.pdf)

Nous utiliserons cette mesure pour l'étude présente, en restant conscient qu'il existe des options pouvant prendre plus ou moins d'espace.

Puisqu'ils sont installés avec une forte inclinaison, la superficie d'une installation, selon le point de vue de la surface recouverte au sol ou sur la maison, devrait nécessairement être inférieure à la superficie des panneaux. De l'autre côté, de l'espace est nécessaire pour les installations connexes, ainsi que pour la circulation autour ou entre les panneaux. Pour estimer la superficie qui serait nécessaire pour une certaine quantité d'installations, nous utiliserons donc la superficie des panneaux solaires, assumant que l'inclinaison compense pour l'espace supplémentaire entourant l'installation. Pour donner une impression visuelle de la taille d'un tel système, voici une image à l'échelle comparant une installation de 64 m<sup>2</sup> à un être humain typique<sup>36</sup> :



Finalement, un aspect vital de l'effacement de la demande dans le contexte d'une énergie qui est générée à l'aide de combustibles fossiles est l'économie du combustible, en soit une ressource non renouvelable, ainsi que la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À partir des informations recueillies sur le rendement des centrales des différentes municipalités, nous avons calculé le nombre de litres de diesel nécessaire par kWh d'énergie produite pour estimer la quantité de diesel sauvée par la mesure d'effacement envisagée.

---

<sup>36</sup> <http://www.solarquotes.com.au/systems/10kW/>

Pour calculer la quantité de CO<sub>2</sub> qui ne sera pas émise dans l'atmosphère grâce à la mesure, nous multiplions simplement le nombre de litres économisés par la valeur connue de la quantité de CO<sub>2</sub> émise par sa combustion pour générer de l'électricité, c'est-à-dire 2,725 kilo par litre<sup>37</sup>.

Notons que l'effacement de l'équivalent de 10% de la demande en énergie de 2013 des réseaux autonomes du Nunavut sur les 25 ans que dureront les panneaux solaires utilisés prévient l'émission de presque 150 000 tonnes de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère et la combustion de 53 millions de litres de diesel, alors qu'elle ne nécessite que l'installation d'une cinquantaine d'installations solaires de taille résidentielle par municipalité desservie, en plus d'offrir des économies totales ayant une valeur actuelle nette de près de \$ 14 millions pour le Distributeur.

### 1.3.4 Conclusion

Nous avons démontré que malgré le prix encore relativement élevé de l'énergie solaire, celle-ci est économiquement viable dans le contexte des réseaux autonomes du Nunavut, promettant une réduction intéressante des déficits, en plus de faire sens du point de vue du développement durable. Avec l'avènement des compteurs intelligents, il devient possible de compenser ou de rémunérer l'utilisateur en fonction de l'énergie produite par un système utilisé 'à l'interne', permettant d'utiliser une portion des coûts évités en énergie générés par l'effacement de la demande afin de compenser l'opérateur du système pour son investissement.

Ainsi, avec un programme bien ciblé, il serait possible pour le Distributeur d'exploiter le potentiel de réduction des déficits et d'amélioration du profil environnemental de sa production offerte par le solaire, au travers une collaboration avec les communautés visant le renforcement de leur économie locale tout en permettant d'éviter la nécessité d'un investissement substantiel de leur part.

Il est intéressant de noter que l'Ontario Power Authority conduit déjà un projet similaire depuis plusieurs années, et offre une garantie d'achat de 29,1 à 39,6 cents le kWh produit par des installations solaires de type résidentiel de 10 kWp et moins approuvées par le programme<sup>38</sup>. Le prix offert est calculé en fonction d'offrir un rendement intéressant pour les participants<sup>39</sup>, ce qui indique que notre évaluation du prix à offrir aux contacteurs est réaliste puisque notre estimation est d'un ordre de grandeur similaire.

**Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre en place un projet pilote dès 2015, et recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il mette en place une stratégie similaire à celle de l'Ontario Power Authority, en offrant une garantie d'achat à un prix déterminé. Laquelle garantie d'achat serait entérinée par la Régie suite à un processus de consultation public.**

---

<sup>37</sup> <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=AC2B7641-1#section2>

<sup>38</sup> <http://microfit.powerauthority.on.ca/solar-photovoltaic-pv>

<sup>39</sup> <http://microfit.powerauthority.on.ca/about-microfit>

## II. L'OFFRE / APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES

### 2.1 Mise en contexte

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 de remplacement diesel (CRD)*, associée à un appel d'offres visant à mettre en place les ressources énergétiques nécessaires pour chacun des réseaux, de même que l'élaboration d'une méthode précise pour fixer un tel *coût de remplacement diesel* est nécessaire afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables.

### 2.2 Problématiques de développement de ressources énergétiques renouvelables

Considérant la demande de la Régie (D-2011-162, par. 375) 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<sup>40</sup>.

« [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.» R-3748-2010, D-2011-162, p. 103, par. 375

La recherche de solutions alternatives doit être examinée à la lumière de l'offre et la demande et du *coût de remplacement diesel*, et cela, dans le but de rechercher une solution alternative à l'augmentation des besoins en puissance et à l'usage du diesel en réseaux autonomes. Soulignons que la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec recommande à Hydro-Québec de soutenir la mise en place de solutions de remplacement total ou partiel des groupes diesels par des énergies renouvelables ou à faibles émissions de GES.

---

<sup>40</sup> R-3748-2010, D-2011-162, p. 103, par. 375

**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.

En ce sens, le GRAME entrevoit la mise en commun de plusieurs solutions agissant en synergie les unes avec les autres. Ainsi, il faut examiner:

- (1) l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- (2) le développement de moyens d'effacement de la demande sur le réseau du Distributeur ; et
- (3) l'ajout de production de sources renouvelables en combinaison ou en remplacement des groupes diesels.

Au chapitre précédent, nous avons examiné des moyens d'effacement de la demande, avec la mise en réseau de panneaux solaires, alors que dans ce chapitre nous examinons comment favoriser l'ajout de ressources énergétiques renouvelables en réseaux autonomes.

Pour débiter ce chapitre nous porterons un regard sur le bilan des centrales de production en réseaux autonomes, en comparaison avec les besoins de ces réseaux, suivi par l'examen de deux cas, les réseaux d'Opitciwan et de Kuujjuarapik.

Ces deux exemples visent à comprendre l'impact de l'évaluation de la demande énergétique dans le cas de Kuujjuarapik, et à illustrer l'importance de diversifier les moyens pour produire de l'énergie dans le cas d'Opitciwan. Bien que les augmentations de puissance prévues au Plan d'approvisionnement (2011-2020) précédent aient été reportées<sup>41</sup> pour ces deux réseaux, ils ont été retenus parce qu'ils illustrent bien les enjeux inhérents à la recherche de solutions d'évitement à l'usage de diésel.

### **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) (R-3864-2013, B-009, page 5)*

<sup>41</sup> R-3864-2013, B-009, page 5

## 2.2.1 Bilan de l'état des centrales

Nous constatons au dossier R-3748-2010 (Tableau 8) que quatre réseaux nécessitaient un ajout de puissance pour la période 2011-2013<sup>42</sup>, bien que deux de ces réseaux (Opitciwan et Kuujuarapik) n'aient pas fait l'objet d'ajout de puissance selon l'information au dossier R-3864-2013<sup>43</sup>.

Maintenant, nous constatons qu'à l'horizon 2022-2023 du Plan, 15 des 22 réseaux auront une marge de manœuvre négative et devront donc faire l'objet d'investissements pour des ajouts de puissance. À plus court terme, dès l'hiver 2016-2017, six (6) des réseaux seront en déficit en puissance<sup>44</sup>.

*D'ici l'hiver 2016-2017, six réseaux présentent des déficits en puissance. Toutefois, à l'exception des réseaux d'Opitciwan et de Schefferville, le niveau des déficits n'excède pas 0,2 MW. À l'horizon 2022-2023, quinze des vingt-deux réseaux auront une marge de manœuvre négative. (R-3864-2014, B-009, page 15)*

**TABLEAU 4**  
**MARGES (DÉFICITS) DE PUISSANCE PAR RÉSEAU**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>										
Cap-aux-Meules	2,8	2,1	1,5	0,9	0,2	(0,5)	(1,2)	(1,8)	(2,4)	(3,0)
L'Île-d'Entrée	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Nunavik</b>										
Akulivik	1,0	1,0	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Aupaluk	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Inukjuak	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	(0,0)
Ivujivik	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)
Kangiqsualujuaq	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)
Kangiqsujuaq	0,1	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)
Kangirsuk	0,1	0,1	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Kuujuaq	0,9	0,8	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	(0,1)
Kuujuarapik	0,0	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,5)	(0,5)
Puvimituq	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
Quaqtaq	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)
Salluit	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)
Tasiujaq	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Umiujaq	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
<b>Basse Côte-Nord</b>										
Lac Robertson	2,5	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,4
La Romaine	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1
Port-Menier	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
<b>Schefferville</b>										
Schefferville	0,2	(0,2)	(0,5)	(0,8)	(1,1)	(1,4)	(1,6)	(1,8)	(2,1)	(2,3)
<b>Haute-Mauricie</b>										
Opitciwan	0,7	0,6	(0,2)	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,6)	(0,7)	(0,7)
Clova	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)

<sup>42</sup> R-3748-2010, B006, Tableau 8, Augmentation de puissance prévues – Période 2011-2013 (En kW), p. 21

<sup>43</sup> R-3864-2013, B-009, page 5

<sup>44</sup> R-3864-2014, B-009, tableau 4, Marges (Déficits) de puissance par réseau, page 15

Référence : R-3864-2014, B-009, (R-3864-2014, B-009, Tableau 4, Marges (Déficits) de puissance pas réseau, page 15

Compte tenu du fait que le Distributeur n'a pas intégré dans son plan les besoins en approvisionnements additionnels qui pourraient résulter du Plan Nord ou de projets de développement des communautés, comme nous le ferons valoir dans l'un de nos exemples, il est préoccupant qu'à l'horizon 2022-2023 du Plan 15 des 22 réseaux soient déjà identifiés par le Distributeur comme ayant une marge de manœuvre négative.

## 2.2.2 Exemples de réseaux

### *Opitciwan*

Bien qu'au plan d'approvisionnement 2011-2020 le Distributeur prévoyait entre 2011-2013 procéder à un ajout de puissance à Opitciwan, le Distributeur nous informait également du potentiel de réalisation d'un projet de production d'électricité à partir de la biomasse forestière<sup>45</sup> avec la communauté pour l'achat d'énergie.

*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. (R-3748-2010, B-006, page 26)*

Nous constatons que des discussions ont lieu avec la communauté pour l'installation d'une ressource alternative, la biomasse forestière, et que l'option interruptible a permis le report d'investissements additionnels.<sup>46</sup>

Puis, au dossier R-3814-2012, une option d'électricité interruptible<sup>47</sup> est adaptée aux réseaux autonomes<sup>48</sup> et mise en place à Opitciwan, celle-ci étant *d'une durée de deux ans, renouvelable par la suite sur une base annuelle, et ce, conformément à l'article 7.25 des Tarifs et conditions du Distributeur.*<sup>49</sup> Puis, dans le cas où l'entente interruptible n'était pas renouvelée, une génératrice mobile pourra être installée *le temps de mettre en place une solution permanente, si les besoins le justifient*<sup>50</sup>. Ainsi, l'étude de plusieurs solutions est appropriée dans le cas des réseaux autonomes, l'objectif étant un approvisionnement à plus faible coût et la réduction de l'usage du Diésel comme ressource énergétique.

De fait, plusieurs moyens peuvent être envisagés, tel que l'effacement de la demande du réseau du Distributeur avec l'option interruptible, l'installation d'autres types de production énergétique en parallèle avec la biomasse. Le réseau d'Opitciwan est un bel exemple d'exploration de moyens diversifiés. À ces moyens pourraient être ajoutés des projets en gestion de la demande et en efficacité énergétique. Ainsi, l'étude de moyens centralisés ou décentralisés, comme nous le proposons au premier chapitre, pourrait compléter cette diversification.

---

<sup>45</sup> R-3748-2010, B-006, page 26, section Autres sources d'énergie alternatives

<sup>46</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 1.17

<sup>47</sup> R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, p. 19-21

<sup>48</sup> R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2

<sup>49</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 1.1

<sup>50</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 1.2

## Kuujuarapik

Concernant Kuujuarapik, les prévisions de croissance sur l'horizon du plan 2014-2023, en comparaison avec les prévisions du plan 2011-2020, indiquent un écart positif de 0,2 GWh, mais une réduction des besoins à la pointe annuelle de 0,05 MW.

**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 <sup>1</sup>	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

<sup>1</sup> Données historiques normalisées pour les conditions climatiques si applicable.

Référence : R-3864-2013, B-010, page 64, Tableau 2D-2.9

L'étude des moyens à mettre en place pour rencontrer la demande comporte une phase préliminaire, soit l'étude des besoins des communautés. Cette étape est primordiale en réseaux autonomes, puisque sans énergie disponible il est impossible pour ces communautés de penser développement durable et plein emploi. Par exemple, bien que le Distributeur évalue une réduction de la demande en puissance à la pointe, le ministère des Transports est à l'étude d'un lien routier reliant Radisson aux communautés de Whapmagoostui et de Kuujuarapik et d'un quai en eaux profondes.



Référence : Présentation, Le développement nordique au ministère des transports : Présentation Le Nord pour tous

Le Distributeur nous indiquait être 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, mais qu'une incertitude entoure leurs délais de réalisation<sup>51</sup>. Ainsi, le Distributeur indique qu'il ne prévoit pas d'impact sur la demande pour ce réseau.

Cependant, le tableau 4.2.9 indique un déficit en puissance dès 2014-2015, donc dès lors des besoins d'investissements à court terme.

**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

Référence : R-3864-2013, B-010, Tableau 4.2.9, Bilan en puissance - Kuujjuarapik, p. 79

Un autre élément à tenir compte dans l'évaluation des besoins en énergie et en puissance de ce réseau est la nouvelle station de pompage qui *entraînerait une croissance de la demande en énergie et en puissance de cette communauté*.<sup>52</sup>

Il est donc très important de bien évaluer les besoins de cette communauté, à court et à plus long terme, et cela, afin de bien cerner les moyens à mettre en œuvre pour l'augmentation de l'offre énergétique. Une telle évaluation doit donc se faire en collaboration avec les communautés concernées pour permettre à la Régie d'obtenir une connaissance fiable de ces besoins et de pouvoir les comparer aux prévisions déposées au plan d'approvisionnement par le Distributeur.

**Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une confirmation des communautés de chacun des réseaux autonomes, que les besoins énergétiques sont bien rencontrés par l'offre énergétique du Distributeur.**

À titre d'élément de preuve au soutien de cette recommandation du GRAME, examinons la demande au dossier R-3708-2009<sup>53</sup> dans laquelle 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.

<sup>51</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 1.15

<sup>52</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 1.14

<sup>53</sup> R-3708-2009, HQD-12, Document 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'amènée 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 surligné)

Référence; R-3854-2013, B-0193, tarifs et conditions du Distributeur, en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2013, Section 2

Dans ce dossier, tel qu'indiqué au Tableau 39, le Distributeur annonçait une augmentation de puissance en phase projet *sans procédés* en 2012 pour le cas de Kuujjuarapik, bien qu'elle n'ait pas été complétée à ce jour.

TABLEAU 39  
IMPACT DU PROCÉDÉ DE FABRICATION ET CONSERVATION DE LA GLACE  
SUR LA PLANIFICATION  
DES INVESTISSEMENTS EN PUISSANCE - HORIZON 2009-2024<sup>1</sup>

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
Kangiqsujuaq		2016 <sup>2</sup>	2016	-
Quaqtaq		2013 / 2023	2013 / 2021	- / 2
Kangirsuk		2013 / 2018	2010 / 2015	3 / 3
Aupaluk		2024+	2018	6
Tasiujaq		2018	2012	6
Kuujjuaq	2010	2023	2023	-
Kangiqsualujuaq		2020	2018	2

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

<sup>2</sup> Estimation du Distributeur puisque le procédé ECO-GLACE y est déjà installé.

Référence : 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, P. 70

Nous constatons que le projet de patinoire intérieure a vu le jour à Kuujjuarapik, mais que, *le système de fabrication et de conservation de la glace est alimenté par la génératrice du client.*<sup>54</sup>

<sup>54</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 1.5

Dans le contexte où l'ajout de puissance sur le réseau de Kuujjuarapik<sup>55</sup> a été reporté en raison d'une baisse de la demande en puissance prévue du précédent Plan d'approvisionnement, nous constatons qu'entre 2012 et 2014 la baisse de puissance résulte notamment du fait que le projet de patinoire et la fabrication de la glace n'est pas alimenté par le réseau du Distributeur, comme il était prévu en 2012.

À cet égard, le GRAME vous soumet la réponse de M. Matthew Mukash à une question du GRAME<sup>56</sup>, dans laquelle il mentionne que l'aréna n'a pu être connectée sur le réseau d'Hydro-Québec, car celui-ci n'avait pas la capacité nécessaire. M. Mukash nous indique que la communauté a dû dépenser des sommes importantes pour une génératrice de 500 KW (20% de la capacité de la centrale d'Hydro-Québec). Le GRAME conclut donc que ces besoins ont été retirés du Tableau 2D-2.9<sup>57</sup> du Plan d'approvisionnement.

### **7.3 The capacity of networks to provide energy to communities**

**7.3 Answer :** Supplying energy is an important issue for the communities in the North of Quebec, because it will permit the development of these communities. Without energy available, no new projects can be created. In Whapmagoostui, for example, the arena couldn't be connected to Hydro Quebec's network because it didn't have the necessary capacity. Therefore, in order to relieve the case-by-case analysis problems, the Board should require that Hydro Quebec files (1) during the deposit of this Supply Plan and (2) during each request for approval to new production investments, a letter from each off-grid network community that outlines the potential projects for the next 10 years. In Whapmagoostui/Kuujjuarapik's case, the network upgrade to a 25 kV distribution seems essential, because we do not see in all the numbers presented by Hydro Quebec all the future needs, nor those announced by the Quebec government in the Plan Nord.

### **10.1 Choosing resources:**

**10.1 Answer :** In my opinion, the development and planning of the resource choice should be made in cooperation with the communities. The needs planning should also be improved, since for the moment Whapmagoostui cannot power its whole arena via the Hydro Quebec network and has had to spend a substantial amount of money for a 500 kW generator (20% of the capacity of the Hydro Quebec power plant) without being compensated for this capital investment. We are worried that other development projects, such as those related to Plan Nord and to new infrastructures, like the pumping station, do not correspond to the forecasts announced in this file by Hydro Quebec.

---

<sup>55</sup> R-3864-2013, B-009, page 5

<sup>56</sup> R-3864-2013, Témoignage de M. Matthew Mukash, réponse 7.3 Réponse et 10.1

<sup>57</sup> R-3864-2013, B-010, page 64, Tableau 2D-2.9

D'ailleurs, concernant le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, le Guide de dépôt<sup>58</sup> indique au paragraphe 42 que le Distributeur doit présenter les prévisions des ventes en énergie sur un horizon d'au moins dix ans, pour chaque réseau autonome et qu'il doit *Fournir le contexte et les hypothèses à la base de ces prévisions et expliquer les résultats* (paragraphe 43).

**Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une confirmation des communautés de chacun des réseaux autonomes, que les besoins énergétiques sont bien rencontrés par l'offre énergétique du Distributeur et que les prévisions déposées sur l'horizon du Plan correspondent aux besoins planifiés.**

### **2.3 Recherche de solutions**

Le GRAME est à la recherche d'une solution viable, de long terme, permettant de développer des moyens de production énergétique utilisant des ressources renouvelables et cela afin de prendre définitivement un virage vert.

Ainsi, la solution de long terme envisagée par le GRAME s'associe à une stratégie visant le lancement d'appels de propositions pour combler les besoins énergétiques des réseaux autonomes, de même que visant l'implantation de procédures 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.

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

#### **2.3.1 Ouverture d'appel d'offres sur une base annuelle**

Tel que mentionné dans la correspondance du GRAME<sup>59</sup>, bien que les besoins énergétiques requis en réseaux autonomes sont exclus du volume de consommation patrimoniale annuelle,<sup>60</sup> donc de l'obligation de procéder par appel d'offres pour les «contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale»<sup>61</sup>, de l'avis du GRAME l'ouverture à des appels d'offres en réseaux autonomes pourrait *être envisagée par le Distributeur pour combler ses besoins énergétiques en réseaux autonomes, favorisant*

---

<sup>58</sup> GUIDE DE DÉPÔT pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité

<sup>59</sup> R-3864-2013, C-GRAME-0004

<sup>60</sup> art. 52.2, al. 2, par. 1 LRE

<sup>61</sup> art. 74.1 LRE

*ainsi 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.*<sup>62</sup>

Tel qu'indiqué dans la correspondance du GRAME du 9 janvier 2014, la preuve du Distributeur démontre que l'alimentation des réseaux autonomes comporte vingt-trois centrales thermiques<sup>63</sup> et comporte des coûts élevés de fonctionnement en raison du prix des combustibles.

*Le GRAME indiquait également que l'analyse d'une stratégie permettant au Distributeur de mettre en place des moyens pour encourager l'émergence de nouvelles fournitures énergétiques, par notamment les procédures d'appels d'offres pour l'approvisionnement en réseaux autonomes, est nécessaire afin de cerner les problématiques et les barrières empêchant la contribution d'autres sources d'approvisionnement que les combustibles fossiles.*<sup>64</sup>

Rappelons que la Régie de l'énergie a compétence en ce qui a trait au plan d'approvisionnement que doit lui soumettre le Distributeur selon l'article 72 de la Loi et de même qu'à l'égard de *la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif*, selon l'article 5 de la Loi.

À cet égard, la Régie se positionne dans sa décision D-2002-169 à l'égard du *développement durable*<sup>65</sup> en indiquant qu'*elle étudie le plan d'approvisionnement sur la base de sa mission exprimée à l'article 5*<sup>66</sup> :

*La Régie étudie ce plan d'approvisionnement sur la base de sa mission exprimée à l'article 5 de sa Loi et le gouvernement ne lui a pas indiqué spécifiquement de préoccupations économiques, sociales ou environnementales dans le présent dossier. La Régie avait d'ailleurs demandé, à l'issue de la phase 1 du dossier, que le Distributeur lui démontre que son plan d'approvisionnement répond aux impératifs du développement durable, de l'intérêt public et au critère d'équité au plan individuel comme au plan collectif.* (Notre souligné)

Référence : Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

Ainsi, l'étude du plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes doit aussi être guidée par le concept de développement durable qui intègre les préoccupations économiques, mais aussi les préoccupations sociales et environnementales.<sup>67</sup>

---

<sup>62</sup> R-3864-2013, C-GRAME-0004

<sup>63</sup> B-0009, HQD-2, doc. 1, p. 7

<sup>64</sup> R-3864-2013, C-GRAME-0004

<sup>65</sup> Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

<sup>66</sup> Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

<sup>67</sup> Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

Selon le GRAME, le fait que les réseaux autonomes ne soient pas attachés à une obligation légale de procéder par d'appel d'offres, n'enlève en rien à l'obligation qu'a le Distributeur de développer une stratégie d'approvisionnement permettant de répondre aux préoccupations énoncées à l'article 5 de la Loi, soit à des préoccupations économiques, sociales et environnementales.

Rappelons la position de la Régie à cet égard :

*Le concept de développement durable intègre, selon la compréhension de la Régie, non seulement les préoccupations économiques, mais aussi les préoccupations sociales et environnementales. Ce concept est justement né du besoin de jumeler ces trois préoccupations dans un processus décisionnel, dans un souci d'équité intragénérationnelle et intergénérationnelle.*

Référence : Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 72

Par conséquent, le GRAME est d'avis que compte tenu des nombreux investissements à prévoir sur l'horizon du présent Plan, il serait profitable que ces futurs investissements fassent l'objet d'une démarche ouverte aux investisseurs potentiels en énergies alternatives et aux communautés concernées, auxquels les critères de développement durable<sup>68</sup> pour les approvisionnements en réseaux autonomes s'appliqueraient, le tout encadré par la Régie.

Rappelons que le critère de développement durable est composé de 5 sous-éléments<sup>69</sup>, dont l'indicateur à caractère social, le Caractère renouvelable de l'approvisionnement, l'existence d'un système de gestion environnementale, les Émissions de GES et les Émissions de NOx. Dans sa décision D-2004-212, la Régie les approuvait en indiquant qu'ils sont applicables à tous les appels d'offres de long terme.

**APPROUVE** le critère non monétaire relié au développement durable applicable à tous les appels d'offres de long terme et incluant les cinq indicateurs définis précédemment; (Notre souligné)

**FIXE** les pointages suivants relatifs aux critères non monétaires :

Développement durable 15 points

Solidité financière 10 points

Faisabilité du projet 5 points

Expérience pertinente 5 points

Flexibilité 5 points

**FIXE** les pointages suivants relatifs aux indicateurs pour le critère de développement durable :

Émissions de GES 5 points

Caractère renouvelable de l'approvisionnement 4 points

---

<sup>68</sup> D-2004-212, R-3525-2004, p. 24 et 25

<sup>69</sup> R-3848-2013, B-004, HQD-1, doc. 1, p. 15 et 16

Émissions de NOx 2 points

Existence d'un système de gestion environnementale 1 point

Indicateur à caractère social 3 points

Référence : Décision D-2004-212, R-3525-2004, p. 24 et 25

### **2.3.2 Étude des Stratégies d'approvisionnement et rôle de la Régie**

Finalement, le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité indique au paragraphe 48, dans la section Stratégie d'approvisionnement pour les réseaux autonomes, que le Distributeur doit présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, **mais également présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et faire la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.**

48. Présenter pour chaque réseau autonome :

- un bref portrait de la situation actuelle;
- le suivi de la stratégie d'approvisionnement présentée dans le dernier plan d'approvisionnement;
- la stratégie d'approvisionnement retenue, incluant la stratégie d'approvisionnement du carburant le cas échéant, pour répondre aux besoins sur des horizons de trois et dix ans;
- les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques;
- l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets planifiés de production d'électricité et de raccordement au réseau intégré. (Nos soulignés)

Référence : Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, paragraphe 48

**Par conséquent, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit faire la démonstration à la Régie que ses stratégies d'approvisionnement sont :**

- (1) suffisantes pour les besoins des communautés, d'où la recommandation du GRAME de demander une lettre de confirmation des communautés visées ;  
et**
- (2) qu'elles représentent le plus bas coût possible compte tenu des risques ;**

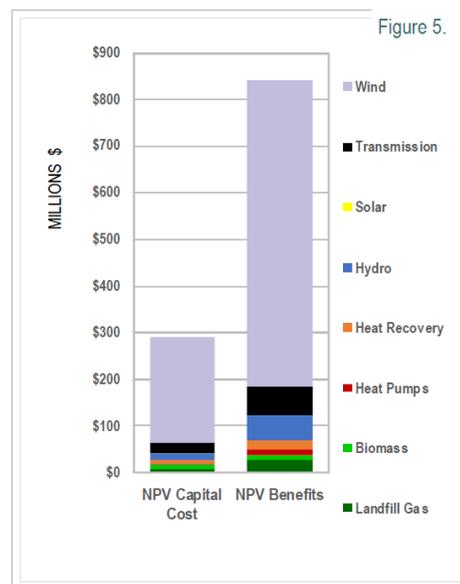
**Le GRAME est d'avis que la seule manière d'arriver à la conclusion que les stratégies d'approvisionnements du Distributeur rencontrent ces objectifs est de faire participer les communautés visées et d'ouvrir des appels d'offres ciblés, lesquels prendront en compte les principes énumérés à l'article 5 de la LRÉ en retenant les critères de développement durables tels que déterminés par la Régie pour les appels d'offre de long terme.**

### 2.3.3 Exemple de résultats positifs – le cas de l’Alaska

L’Alaska en est à sa 7<sup>ème</sup> année d’appels de propositions pour des projets de jumelage éolien, de biomasse et notamment de projets solaires. Ces projets sont maintenant en service avec succès et comptent à ce jour plus de 51 M \$<sup>70</sup> d’économies totales, dont près de 20 M \$ en diesel. (Voir : Annexe au rapport GRAME-2 sur le Plan d’approvisionnement en réseaux autonomes)

La figure 5<sup>71</sup> montre la valeur actuelle nette des 36 projets soutenus par l’*Alaska Renewable Energy Fund* qui sont actuellement en exploitation.

- Plus de 40% des projets actuellement en fonctionnement sont de nature éolienne et 8% sont hydroélectriques, résultant de la différence de rythme de développement entre les deux ressources.
- La valeur actuelle nette des dépenses en capital pour la construction des projets est 290M \$ et les bénéfices nets sont de 840M \$, alors que seulement 82,3 M \$ proviennent de la subvention.
- Pour chaque dollar investi, les projets ont un rendement de 2,90 \$.
- Pour chaque dollar investi par l’*Alaska Renewable Energy Fund*, les projets attirent 3,50 \$ d’investissement et des bénéfices retournés de 10,20 \$.<sup>72</sup>



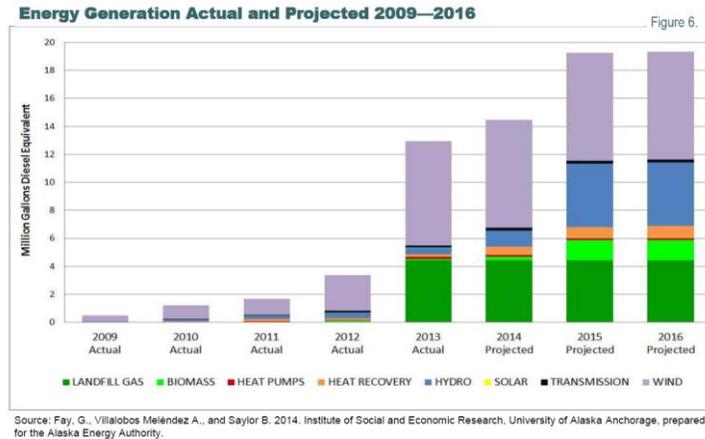
Quant à la Figure 6, elle indique que 2013 a été une année importante pour la croissance dans les énergies renouvelables produites par les projets du Fonds.

<sup>70</sup> Site Web de l’Alaska Energy Authority : <http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4-Program-update/REFPerformance-2014-0426-Final.pdf>

<sup>71</sup> RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014 Page 5

<sup>72</sup> RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, traduction de l’explication concernant la figure 5 Page 5 <http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4-Program-update/REFPerformance-2014-0426-Final.pdf>

Au cours de l'année 2013, 12,7 millions de gallons de carburant diesel (équivalents) ont été réduits. Il est prévu une augmentation du carburant diésel qui sera économisé pour les deux prochaines années, sur la base de dates prévues d'achèvement de construction, soit près de 3,5 millions de gallons par année.<sup>73</sup>



Il est donc possible qu'un système basé sur l'ouverture au marché fonctionne avantageusement en très peu de temps. Mais pour favoriser l'émergence de solutions innovatrices, il faut une stimulation du marché des entrepreneurs et une ouverture du marché des réseaux autonomes.

### 2.3.4 Exemple d'encadrement basé sur la détermination d'un coût d'opportunités

Dans cette section, le GRAME fait valoir les raisons pour lesquelles il est important d'avoir une procédure encadrée pour le développement de projets en ressources renouvelables dans les réseaux autonomes, soit une procédure bien comprise par les promoteurs éventuels (Communauté, individu ou entreprise indépendante), une procédure équitable entre les promoteurs et des projets et qui soit stable dans le temps. Une telle procédure doit également être représentative de la réalité des coûts de projet et représentative des économies ainsi générées.

Par exemple, à l'égard des coûts évités ou des coûts de revient, ceux-ci ne correspondent pas précisément au coût d'une nouvelle installation en 2014-2015, ou au coût d'une augmentation de production. Ces coûts n'incluent pas les paramètres nécessaires pour évaluer la croissance des coûts sur l'horizon du plan d'approvisionnement, notamment à cause de l'augmentation du prix du carburant. Il est donc difficile d'évaluer la pertinence d'introduire de nouveaux projets en ressources énergétiques renouvelables, ou en efficacité énergétique, et cela, sans avoir une base de calcul commune qui inclurait un taux d'augmentation prévisionnel des coûts en carburant. Par ailleurs, la Régie le constate dans sa décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, à l'égard des coûts évités en maintenant une réserve quant à leur calcul.

<sup>73</sup> RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014 Page 5, traduction de l'explication concernant la figure 6

*[141] La Régie constate toutefois que les coûts évités totaux présentés, même s'ils sous-estiment les coûts évités de puissance, offrent au Distributeur une grande marge de manoeuvre quant à ce qui pourrait être fait en matière d'efficacité énergétique et en gestion de la demande à la pointe, en plus de ce qui est actuellement prévu pour les RA en 2014.*

*[142] La Régie approuve les coûts évités d'énergie et de puissance présentés par le Distributeur pour les RA, tout en maintenant une réserve quant au calcul des coûts évités.*

Maintenant, à l'égard du coût de revient, la Régie demandait au Distributeur de préciser le tableau 3.2. Dans sa réponse le Distributeur indique que le coût de revient total comprend le coût du carburant et l'ensemble des autres coûts<sup>74</sup>, bien qu'il exclut la composante taxes sur les carburants.<sup>75</sup> C'est probablement également le cas pour les coûts évités concernant la composante taxes sur le carburant, bien que cela reste à être confirmé par le Distributeur.

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

***Complément de réponse : Non, le coût de revient total n'inclut pas les taxes sur les carburants.***

B-0062, HQD-4, doc. 5.2, Compléments de réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements no 2 du GRAME (suivant la décision d-2014-067) réseaux autonomes

#### **2.4. Conclusions et recommandations**

**Conséquemment, ni le coût évité, ni le coût de revient n'est en mesure d'établir une base pour déterminer la rentabilité d'un projet de financement pour une mesure en efficacité énergétique, ou pour déterminer un prix maximal pour l'achat d'énergie en provenance de sources énergétique complémentaires.**

**C'est pourquoi, de l'avis du GRAME, le rôle de la Régie est incontournable dans la détermination des critères d'un appel de propositions pour entreprendre un virage vers les énergies renouvelables et réduire la consommation de carburant diésel en réseaux autonomes, de même que les déficits récurrents de ces réseaux.**

---

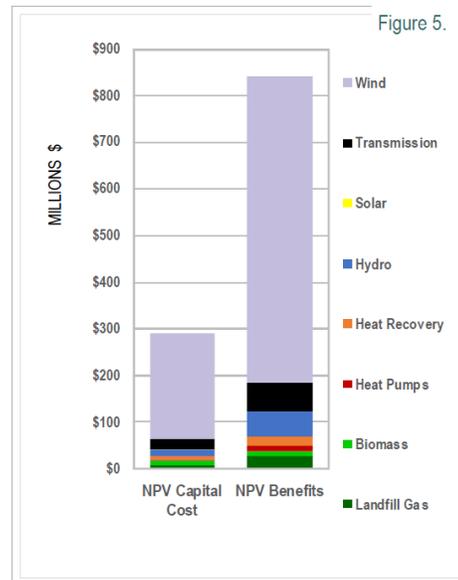
<sup>74</sup> B-0022, Réponses à la demande de renseignements no1 de la Régie, RDDR 14.1

<sup>75</sup> B-0062, HQD-4, doc. 5.2, Compléments de réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements no 2 du GRAME (suivant la décision d-2014-067) réseaux autonomes

### III. JUMELAGE ÉOLIEN/DIESEL ET ACCEPTABILITÉ SOCIALE

Concernant le jumelage éolien/diesel, le GRAME constate que les projets ayant le mieux répondu aux appels de propositions du Fond *Alaska Renewable Energy Fund* sont ceux éoliens. Le GRAME est d'avis qu'outre les difficultés énumérées<sup>76</sup> par le Distributeur en réponse au GRAME, l'appropriation des projets par les communautés qui les hébergent pourrait être un facteur clé de réussite, comme le démontre les résultats obtenus par l'*Alaska Renewable Energy Fund*. D'autre part, l'ouverture d'appels d'offres au jumelage éolien/diesel pourrait être une avenue à explorer pour favoriser l'émergence de joueurs compétents dans l'implantation de telles technologies dans des milieux nordiques. D'autres ont réussi :

- Plus de 40% des projets actuellement en fonctionnement sont de nature éolienne et 8% sont hydroélectrique, résultant de la différence de rythme de développement entre les deux ressources.<sup>77</sup>



<sup>76</sup> R-3864-2013, B-0041, Réponse à la demande de renseignements n° 2 du GRAME, RDDR 7.1

<sup>77</sup> RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, traduction de l'explication concernant la figure 5 Page 5

## CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GRAME

### I. Gestion de la demande et effacement de la demande en RA

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de réviser l'option de mesurage net pour l'adapter aux cas des réseaux autonomes, et cela, lors du prochain dossier tarifaire, puisque ce sera le forum approprié pour en faire la révision.

Puis, en suivi du présent Plan, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de faire rapport annuellement sur l'évolution des demandes d'adhésion à l'option de mesurage net et sur l'impact sur la demande en puissance de ces réseaux.

#### 1.2. Gestion de la demande et déploiement des compteurs de nouvelle génération

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de réviser l'option de mesurage net pour l'adapter aux cas des réseaux autonomes, et cela, lors du prochain dossier tarifaire.

Le GRAME est d'avis que l'expérience passée concernant des déficits récurrents en RA démontre que cette situation doit évoluer, en mettant plus d'emphase sur la collaboration des communautés de ces réseaux. À cet égard, le GRAME soumet le témoignage de M. Matthew Muksah qui démontre l'importance de l'implication des communautés dans le choix des solutions qui seront à mettre en place.

Ainsi, le GRAME est d'avis que pour pouvoir prendre le virage vers les énergies renouvelables, pour être en mesure de réduire les déficits des réseaux autonomes, il faudra modifier les façons de faire et se diriger vers des partenariats avec les communautés desservies dans ces réseaux, d'où la contribution incontournable des compteurs nouvelle génération pour la mise en place d'options tarifaires de mesurage net et de programmes de gestion de la demande.

Pour répondre à l'interrogation de la Régie portant *sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs* et suite à sa participation aux audiences du dossier LAD Phases 2 et 3, le GRAME soumet que la technologie déployée par le Distributeur n'est pas encore en mesure d'offrir des fonctionnalités avancées pour la GDP associées à une tarification différenciée dans le temps et c'est probablement la raison principale pour laquelle le Distributeur retarde leur mise en place.

**Cependant, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit dès maintenant rechercher en priorité des moyens pour être en mesure d'offrir des options tarifaires associées à la gestion de la demande en puissance en réseaux autonomes et en réseau intégré. Ainsi, le GRAME demande à la Régie de demander au Distributeur de faire rapport à la Régie, en suivi du Plan, au sujet des échéances prévisibles pour la mise en place de fonctionnalités liées à la GDP et aux développements de tarification différenciée dans le temps.**

#### 1.3 Effacement de la demande en RA du Nunavut par l'entremise du solaire résidentiel

Dans ce chapitre nous avons démontré que malgré le prix encore relativement élevé de l'énergie solaire, celle-ci est économiquement viable dans le contexte des réseaux autonomes du Nunavut, promettant une réduction intéressante des déficits, en plus de faire sens du point de vue du développement durable.

Avec l'avènement des compteurs intelligents, il devient possible de compenser ou de rémunérer l'utilisateur en fonction de l'énergie produite par un système utilisé 'à l'interne', permettant d'utiliser une portion des coûts évités en énergie générés par l'effacement de la demande afin de compenser l'opérateur du système pour son investissement.

Ainsi, avec un programme bien ciblé, il serait possible pour le Distributeur d'exploiter le potentiel de réduction des déficits et d'amélioration du profil environnemental de sa production offerte par le solaire, au travers une collaboration avec les communautés visant le renforcement de leur économie locale tout en permettant d'éviter la nécessité d'un investissement substantiel de leur part.

Il est intéressant de noter que l'Ontario Power Authority conduit déjà un projet similaire depuis plusieurs années, et offre une garantie d'achat de 29,1 à 39,6 cents le kWh produit par des installations solaires de type résidentiel de 10 kWp et moins approuvées par le programme<sup>78</sup>. Le prix offert est calculé en fonction d'offrir un rendement intéressant pour les participants<sup>79</sup>, ce qui indique que notre évaluation du prix à offrir aux fournisseurs est réaliste puisque notre estimation est d'un ordre de grandeur similaire.

**Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre en place un projet pilote dès 2015, et recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il mette en place une stratégie similaire à celle de l'Ontario Power Authority, en offrant une garantie d'achat à un prix déterminé. Laquelle garantie d'achat serait entérinée par la Régie suite à un processus de consultation publique.**

## II. L'OFFRE / APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES

### 2.2 Problématiques de développement de ressources énergétiques renouvelables

La recherche de solutions alternatives doit être examinée à la lumière de l'offre et la demande et du *coût de remplacement diesel*, et cela, dans le but de rechercher une solution alternative à l'augmentation des besoins en puissance et à l'usage du diesel en réseaux autonomes.

D'autre part, il est important de bien évaluer les besoins des communautés, à court et à plus long terme, et cela, afin de bien cerner les moyens à mettre en œuvre pour l'augmentation de l'offre énergétique. Une telle évaluation doit donc se faire en collaboration avec les communautés concernées pour permettre à la Régie d'obtenir une connaissance fiable de ces besoins et de pouvoir les comparer aux prévisions déposées au plan d'approvisionnement par le Distributeur.

**Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une confirmation par les communautés de chacun des réseaux autonomes, que les besoins énergétiques sont bien rencontrés par l'offre énergétique du Distributeur décrite dans le plan d'approvisionnement.**

---

<sup>78</sup> <http://microfit.powerauthority.on.ca/solar-photovoltaic-pv>

<sup>79</sup> <http://microfit.powerauthority.on.ca/about-microfit>

## 2.3 Recherche de solutions

### 2.3.1 Ouverture d'appel d'offres sur une base annuelle

La solution de long terme envisagée par le GRAME s'associe à une stratégie visant le lancement d'appels de propositions pour combler les besoins énergétiques des réseaux autonomes, de même que visant l'implantation de procédures en efficacité énergétique.

Tel que mentionné dans la correspondance du GRAME<sup>80</sup>, bien que les besoins énergétiques requis en réseaux autonomes sont exclus du volume de consommation patrimoniale annuelle,<sup>81</sup> donc de l'obligation de procéder par appel d'offres pour les «contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale»<sup>82</sup>, de l'avis du GRAME l'ouverture à des appels d'offres en réseaux autonomes pourrait être envisagée par le Distributeur pour combler ses besoins énergétiques en réseaux autonomes, favorisant ainsi 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.<sup>83</sup>

Rappelons que la Régie de l'énergie a compétence en ce qui a trait au plan d'approvisionnement que doit lui soumettre le Distributeur selon l'article 72 de la Loi et de même qu'à l'égard de la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif, selon l'article 5 de la Loi. À cet égard, la Régie se positionne dans sa décision D-2002-169 à l'égard du développement durable<sup>84</sup> en indiquant qu'elle étudie le plan d'approvisionnement sur la base de sa mission exprimée à l'article 5<sup>85</sup>.

Ainsi, l'étude du plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes doit aussi être guidée par le concept de développement durable qui intègre les préoccupations économiques, mais aussi les préoccupations sociales et environnementales.<sup>86</sup> Selon le GRAME, le fait que les réseaux autonomes ne soient pas attachés à une obligation légale de procéder par d'appel d'offres, n'enlève en rien à l'obligation qu'a le Distributeur de développer une stratégie d'approvisionnement permettant de répondre aux préoccupations énoncées à l'article 5 de la Loi, soit à des préoccupations économiques, sociales et environnementales.

### 2.3.2 Étude des Stratégies d'approvisionnement et rôle de la Régie

Finalement, le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité indique au paragraphe 48, dans la section Stratégie d'approvisionnement pour les réseaux autonomes, que le Distributeur doit présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, **mais également présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et faire la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.**

---

<sup>80</sup> R-3864-2013, C-GRAME-0004

<sup>81</sup> art. 52.2, al. 2, par. 1 LRE

<sup>82</sup> art. 74.1 LRE

<sup>83</sup> R-3864-2013, C-GRAME-0004

<sup>84</sup> Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

<sup>85</sup> Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

<sup>86</sup> Dossier, R-3470-2001, D-2002-169, page 71

Par conséquent, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit faire la démonstration à la Régie que ses stratégies d'approvisionnement sont :

- suffisantes pour les besoins des communautés, d'où la recommandation du GRAME de demander une lettre de confirmation des communautés visées ; et
- qu'elles représentent le plus bas coût possible compte tenu des risques ;

Le GRAME est d'avis que la seule manière d'arriver à la conclusion que les stratégies d'approvisionnements du Distributeur rencontrent ces objectifs est de faire participer les communautés visées et d'ouvrir des appels d'offres ciblés, lesquels prendront en compte les principes énumérés à l'article 5 de la LRÉ en retenant les critères de développement durables tels que déterminés par la Régie pour les appels d'offre de long terme.

#### 2.3.4 Exemple d'encadrement basé sur la détermination d'un coût d'opportunités

Le GRAME fait valoir les raisons pour lesquelles il est important d'avoir une procédure encadrée pour le développement de projets en ressources renouvelables dans les réseaux autonomes, soit une procédure bien comprise par les fournisseurs éventuels, une procédure équitable entre les fournisseurs et les projets et qui soit stable dans le temps. **Une telle procédure qui est représentative de la réalité des coûts de projet et représentative des économies ainsi générées.**

Par exemple, à l'égard des coûts évités ou des coûts de revient, ceux-ci ne correspondent pas précisément au coût d'une nouvelle installation en 2014-2015, ou au coût d'une augmentation de production. Ces coûts n'incluent pas les paramètres nécessaires pour évaluer la croissance des coûts sur l'horizon du plan d'approvisionnement, notamment à cause de l'augmentation du prix du carburant. Il est donc difficile d'évaluer la pertinence d'introduire de nouveaux projets en ressources énergétiques renouvelables, ou en efficacité énergétique, et cela, sans avoir une base de calcul commune qui inclurait un taux d'augmentation prévisionnel des coûts en carburant. Par ailleurs, la Régie le constate dans sa décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, à l'égard des coûts évités en maintenant une réserve quant à leur calcul.

**En conclusion, 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, le GRAME est d'avis que la détermination d'un prix plancher, ou *coût de remplacement diesel (CRD)*, associée à un appel d'offres visant à mettre en place les ressources énergétiques nécessaires pour chacun des réseaux, de même que l'élaboration d'une méthode précise pour fixer un tel *coût de remplacement diesel* est nécessaire afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables.**

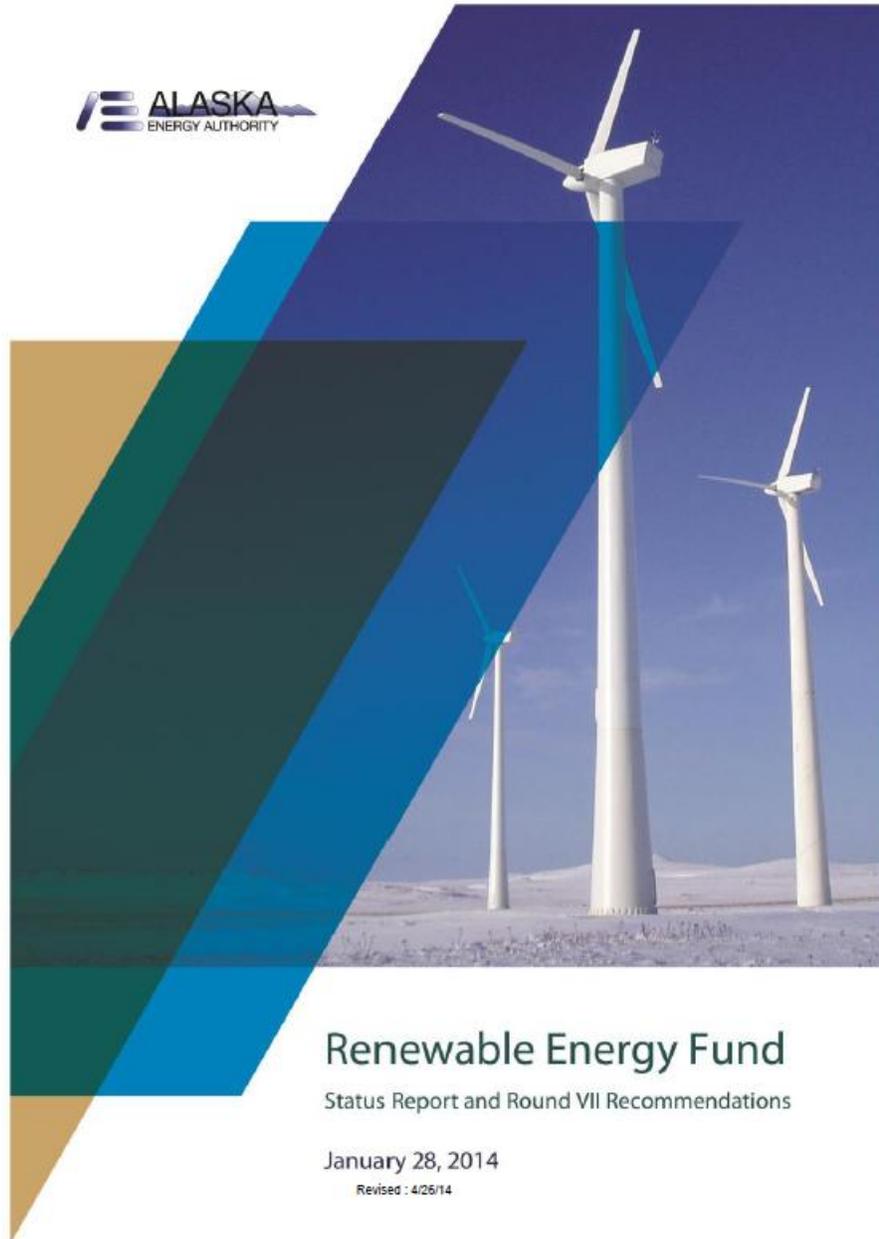
Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie de réclamer du Distributeur le dépôt d'une procédure d'appel d'offres ou de propositions, tenant compte des critères de développement durable, et cela, afin de combler les besoins en énergie et en puissance dans les réseaux qui en requièrent.

Lors du dépôt de cette procédure, les paramètres et la méthode pour fixer le prix plancher d'achat devront être expliqués et faire l'objet d'une approbation par la Régie.

## ANNEXES

**Section 2.3.3** : Extrait RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014,  
traduction de l'explication concernant la figure 5 Page 5

Site Web : [http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4\\_Program\\_update/REFPerformance\\_2014\\_0426\\_Final.pdf](http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REFPerformance_2014_0426_Final.pdf)



### Performance & Savings

Figure 5 shows the net present value of those REF projects that are currently in operation. Many of the 36 projects represented received initial funding in Rounds I and II.

- More than 40% of projects currently in operation are wind and 8% are hydroelectric.
- The difference in the percentage of wind to hydroelectric projects indicates that fast pace of wind development relative to hydro development. In years to come this graph will likely show growth in hydroelectric projects.
- The net present value of the capital expenditure to build the projects is \$290M and the net present benefits are \$840M.
- For every dollar invested, the projects have a return of \$2.90.
- It is important to note that the REF only paid \$82.3M of total project costs.
- For every REF dollar invested, the projects attract \$3.50 of other investment and returning benefits of \$10.20.

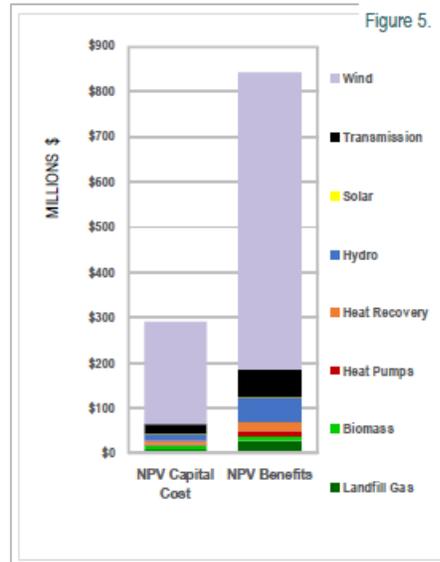
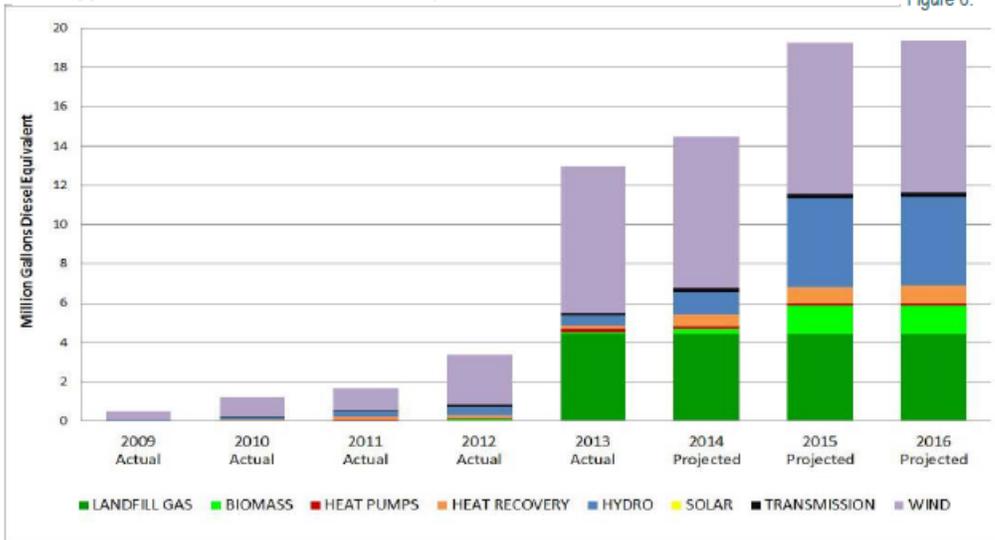


Figure 6 indicates that 2013 was a significant year of growth in renewable energy produced by REF projects. During the year, 12.7 million gallons of diesel fuel (equivalent) were saved. There is a projected increase of nearly 3.5 million gallons per year for the next two years based upon projected construction completion dates and anticipated performance. Projects funded in 2014 and future years will continue to increase savings.

Table 2 on the following page provides performance summaries for each project that is in operation.

### Energy Generation Actual and Projected 2009—2016



Source: Fay, G., Villalobos Meléndez A., and Saylor B. 2014. Institute of Social and Economic Research, University of Alaska Anchorage, prepared for the Alaska Energy Authority.

**Section 1.3 : Tableau I, Calcul des économies pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% de la demande.**

Villages	Ventes d'énergie en 2013 (GWh)	Scénario choisi d'effacement de la demande (KWh)	Capacité installée nécessaire pour effacer la demande (KWp)	Coût estimé d'investissement pour l'achat, installation et maintenance	VA des Économies libérées sur 25 ans, si opéré par HQ (\$)	VAN des Économies libérées sur 25 ans, si opéré par HQ (\$)
Akulivic	3	300000	279,07	1 395 348,84 \$	2 094 879,21 \$	699 530,37 \$
Aupaluk	1,6	160000	153,99	769 971,13 \$	1 181 503,13 \$	411 532,00 \$
Inukjuak	8,8	880000	814,81	4 074 074,07 \$	5 453 769,53 \$	1 379 695,46 \$
Ivujivik	2	200000	187,27	936 329,59 \$	1 601 652,15 \$	665 322,56 \$
Kangiqsualujuaq	4,1	410000	398,45	1 992 225,46 \$	3 092 206,64 \$	1 099 981,17 \$
Kangiqsujuaq	3,8	380000	361,90	1 809 523,81 \$	2 603 618,05 \$	794 094,24 \$
Kangirsuk	3,4	340000	325,36	1 626 794,26 \$	2 338 045,56 \$	711 251,30 \$
Kuujuaq	17,8	1780000	1724,81	8 624 031,01 \$	10 903 848,41 \$	2 279 817,40 \$
kuujuarapik	10,2	1020000	941,83	4 709 141,27 \$	6 382 598,25 \$	1 673 456,97 \$
Puvirmituq	9,6	960000	897,20	4 485 981,31 \$	5 972 898,47 \$	1 486 917,16 \$
Quaqtaq	2,3	230000	218,42	1 092 117,76 \$	1 864 945,26 \$	772 827,51 \$
Salluit	6,9	690000	655,27	3 276 353,28 \$	4 272 959,09 \$	996 605,82 \$
Tasiujaq	2,1	210000	202,31	1 011 560,69 \$	1 529 583,14 \$	518 022,45 \$
Umiujaq	2,5	250000	233,43	1 167 133,52 \$	1 772 529,84 \$	605 396,32 \$

<b>78,1</b>	<b>7810000</b>	<b>7394,12</b>	<b>36 970 585,99 \$</b>	<b>51 065 036,74 \$</b>	<b>14 094 450,74 \$</b>
-------------	----------------	----------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------

**Section 1.3 : Tableau II :** Illustration des superficies et du nombre d'installations nécessaires pour un projet d'effacement de la demande réalisée par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d'effacement, et illustration du nombre de litres de diesel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 économisées annuellement.

Villages	Superficie nécessaire (m <sup>2</sup> )	Nombre d'installations de 10KWp nécessaires	Litres de diesel économisés annuellement	Litres de diesel économisés pour la durée de la mesure	Réduction annuelle des émissions de CO2 (tonnes de CO2)	Réduction totale des émissions de CO2 sur 25 ans (tonnes de CO2)
	1859	28	83565	2089136	228	5693
Akulivic	1026	15	42667	1066667	116	2907
Aupaluk	5427	81	229167	5729167	624	15612
Inukjuak	1247	19	59701	1492537	163	4067
Ivujivik	2654	40	118156	2953890	322	8049
Kangiqualujuaq	2410	36	113772	2844311	310	7751
Kangijsujuaq	2167	33	97701	2442529	266	6656
Kangirsuk	11487	172	461140	11528497	1257	31415
Kuujuaq	6273	94	280992	7024793	766	19143
kuujuarapik	5975	90	255319	6382979	696	17394
Puvirnituk	1455	22	65341	1633523	178	4451
Quaqtaq	4364	66	184000	4600000	501	12535
Salluit	1347	20	64815	1620370	177	4416
Tasiujaq	1555	23	71225	1780627	194	4852
Umiujaq						

		<b>53</b>				
<b>49244,82</b>		<b>739</b>	<b>2127561</b>	<b>53189027</b>	<b>5798</b>	<b>144940</b>