

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

MÉRN - Avis sur les mesures susceptibles
d'améliorer les pratiques tarifaires dans le
domaine de l'électricité et du gaz naturel

DOSSIER R-3972-2016

PREUVE DU GRAME-I

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Et

Valentina Poch,
Analyste interne pour le GRAME,

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 16 janvier 2017

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'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

Le GRAME a retenu également les services de Mme Valentina Poch qui a collaboré à certains volets de recherches dans le cadre de ce mémoire. Madame Poch détient une formation de premier cycle en sciences biologiques de l'UQAR et une maîtrise en aménagement du territoire et développement régional de l'Université Laval. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME pour les dossiers précédents du Distributeur.

Table des matières

| | |
|---|----|
| Mandat | 2 |
| Introduction..... | 4 |
| Résumé des conclusions et recommandations du GRAME | 5 |
| Électricité réseau intégré..... | 7 |
| Structures et options tarifaires en réseau intégré et intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs en réseau intégré | 7 |
| Option tarifaire pour l’effacement de la demande à la pointe du réseau | 7 |
| Conclusion et recommandations..... | 10 |
| Électricité réseaux autonomes | 11 |
| Ouverture du marché de détail de l’électricité à la concurrence en réseaux autonomes..... | 11 |
| Introduction..... | 11 |
| Conclusion et recommandation | 17 |
| Tarification en réseaux autonomes et meilleures pratiques des autres États et territoires en matière de tarification : service de distribution d’Hydro-Québec | 18 |
| Conclusions et recommandations | 23 |

ANNEXES

Annexe I : Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, 19 pages

<http://www.akenergyauthority.org/Content/Programs/RenewableEnergyFund/Documents/REFAEAReportOnline020915.pdf>

Annexe II : Renewable energy atlas of Alaska : A guide to Alaska’s clean, local, and Inexhaustible energy resources, 19 pages

<http://www.akenergyauthority.org/Portals/0/Publications/2015HighRes.pdf?ver=2016-04-21-120237-447>

INTRODUCTION

Le GRAME est actif dans les domaines de l'environnement, du développement durable et de l'énergie depuis 1989.

Ses représentants ont participé, depuis 1998, à des groupes de travail dans le cadre des processus canadien et québécois de diminution des émissions de gaz à effet de serre. Ils siègent régulièrement à des comités rassemblant des représentants de divers paliers de gouvernement, des industriels et des ONG. De plus, le GRAME mène des projets de recherche avec des universités et est impliqué, de manière parallèle, dans l'action communautaire et l'éducation relative à l'environnement ;

Le GRAME est également co-éditeur, avec Les Éditions Multi-Mondes, de l'ouvrage intitulé : « L'autre écologie. Économie, transport et urbanisme : une perspective macroécologique » et de celui intitulé : « Énergies renouvelables. Mythes et obstacles : De la réhabilitation de l'hydroélectricité au développement énergétique durable. »;

Le GRAME est un intervenant régulier à la Régie de l'énergie depuis sa fondation. Par ses interventions à la Régie, le GRAME s'est toujours efforcé d'intégrer des préoccupations de développement durable, incluant les dimensions biophysique, sociale, économique et culturelle du développement, notamment par la prise en compte des impacts environnementaux des différentes filières de production d'énergie, dont la distribution d'électricité et de gaz naturel.

Ainsi, le GRAME a déposé des mémoires devant la Régie de l'énergie sur plusieurs enjeux liés à l'approvisionnement énergétique, la réduction des émissions de GES, de même que concernant l'atteinte des cibles en efficacité énergétique, à la fois pour le marché du gaz naturel et de la distribution et du transport de l'électricité au Québec.

RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GRAME

ÉLECTRICITE RESEAU INTEGRE

Structures et options tarifaires en réseau intégré et intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs en réseau intégré

Option tarifaire pour l'effacement de la demande à la pointe du réseau

Dans le contexte actuel, où l'on note une détérioration notable des comptes à recevoir auprès des ménages québécois¹, que des réflexions sont présentement amorcées pour développer une nouvelle structure tarifaire en offrant des nouvelles options aux clients avec le défi d'envoyer un signal de prix sans pénaliser les MFR, que la gestion de la pointe demeure un défi constant pour réduire drastiquement une demande croissante et que les compteurs avancés ont été massivement implantés notamment pour mieux gérer la gestion de la demande :

Conclusion 1

Le GRAME recommande de développer une solution complémentaire simple, compatible avec la technologie des compteurs avancés, soit :

- **Une option tarifaire attachée à un crédit pour effacement à la pointe pour le marché domestique ;**
- **Ou la mise en place d'une tarification générale applicable à tous les clients résidentiels reflétant les coûts d'approvisionnement en puissance via une différenciation saisonnière des tarifs de puissance comme le suggère à titre de piste de solution le rapport *Électricité - Structures et options tarifaires (thème 1) - Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution*².**

ÉLECTRICITE RESEAUX AUTONOMES

Ouverture du marché de détail de l'électricité à la concurrence en réseaux autonomes

Conclusion 2

Le GRAME recommande que l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit modifié pour y inclure un pouvoir d'approbation de la procédure d'offres et d'octroi par la Régie de l'énergie pour les contrats d'approvisionnement lancés par Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes.

¹ R-3972-2016, Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, p.1

² A-0008, page 30

TARIFICATION EN RESEAUX AUTONOMES ET MEILLEURES PRATIQUES DES AUTRES ÉTATS ET TERRITOIRES EN MATIERE DE TARIFICATION :

Service de distribution d'Hydro-Québec

Le GRAME a fait valoir les raisons pour lesquelles il est important d'avoir une procédure encadrée pour l'intégration de nouvelles technologies visant notamment les sources énergétiques 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 soient stables dans le temps.

Conclusion 3

Dans le contexte réglementaire actuel, le GRAME recommande au gouvernement d'émettre un décret demandant à Hydro-Québec Distribution la mise en place d'une option tarifaire attachée aux coûts évités actuels pour l'achat de production d'énergie renouvelable qui pourrait être produite par exemple par les communautés de ces réseaux ou par des promoteurs privés en association avec ces communautés.

Via la technologie des compteurs avancés, ou d'autres processus de collecte des données, l'offre tarifaire pourrait être établie en fonction des coûts évités afin de favoriser l'émergence de projets de production énergétique renouvelable. Un tel décret permettrait à la Régie de superviser la mise en place de l'option tarifaire, dans un contexte d'audience publique.

Conclusion 4

Finalement, le GRAME recommande au gouvernement d'envisager de prendre contact avec les représentants de l'*Alaska Energy Authority* et ou de l'*Alaska Renewable Energy Fund* afin de faire le tour des moyens et solutions tarifaires mis en place pour favoriser l'émergence de la conversion vers les énergies renouvelables et les moyens mis en place pour réduire les coûts de production énergétique en réseaux autonomes.

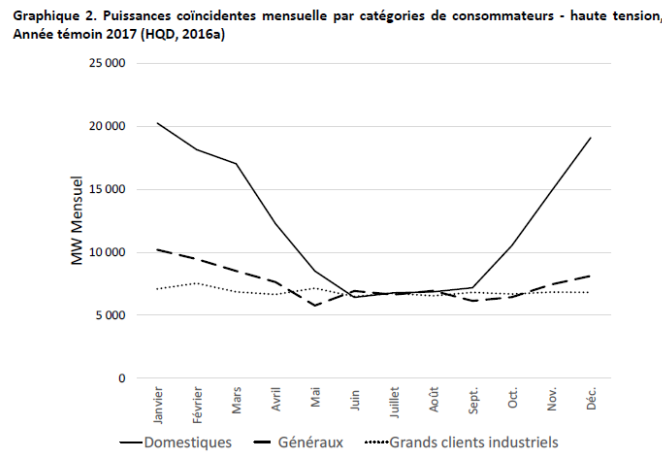
ÉLECTRICITÉ RÉSEAU INTÉGRÉ

Structures et options tarifaires en réseau intégré et intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs en réseau intégré

Option tarifaire pour l'effacement de la demande à la pointe du réseau

Le GRAME souhaite soumettre qu'il est opportun d'aborder la légitimité d'une offre tarifaire de crédit pour les consommateurs visant l'effacement à la pointe du réseau de distribution. L'intégration de la nouvelle technologie des compteurs avancés permettrait d'offrir une tarification différenciée, soit volontaire, soit intégrée au tarif Domestique. Nous comptons faire le point sur les conditions nécessaires à l'obtention de résultats et de gains dans la réduction des pointes du réseau.

Le rapport *Électricité - Structures et options tarifaires (thème 1), Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution*, propose un diagnostic des structures et options tarifaires actuelles d'Hydro-Québec et notamment des risques sur les revenus découlant notamment de l'usage d'un coût moyen, réparti sur une consommation annuelle, ne transmettant pas aux consommateurs l'information sur le fait que certains usages électriques mériteraient d'être déplacés dans le temps ou gérés différemment.³



Référence : R-3972-2016, A-0008, page 28

Il est clair pour le GRAME, que la structure tarifaire pour les clients résidentiels ne transmet aucun signal de prix pour la consommation à la pointe du réseau en hiver associé directement avec les besoins en puissance et qu'elle ne décourage pas la consommation à la pointe du réseau, accentuant la problématique de croissance des besoins en puissance :

Le Québec n'est pas à l'abri d'un tel déséquilibre : les besoins en puissance croissent alors que les ventes stagnent. Plus d'autoproduction, d'efficacité énergétique et de véhicules

³ R-3972-2016, A-0008, page 28

électriques contribueront progressivement davantage à ce déséquilibre. Pire, la structure tarifaire québécoise pour les clients résidentiels amplifie cette tendance : aucun signal économique n'est donné pour réduire la puissance, et plus de 80% des revenus sont générés selon le volume des ventes d'énergie. Plutôt que de décourager les pointes et encourager la consommation d'énergie (chose qui serait possible en période de surplus), la structure tarifaire envoie le signal contraire.

R-3972-2016, A-0008, page 51

Selon le GRAME le problème immédiat demeure la pointe du réseau, pour laquelle les besoins en puissance augmentent, alors que dans l'ensemble le réseau fait face à des surplus d'approvisionnement en énergie. On a pu constater les besoins en puissance identifiés par le Distributeur afin d'obtenir des contrats additionnels en puissance :

Dossier R-3864-2013

Dans sa décision D-2014-205, par. 224, la Régie concluait en phase 2 du dossier R-3864-2013 que le Distributeur devait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource particulière à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans et réduisait la quantité autorisée à 500 MW :

« [224] Dans ce contexte, la Régie est d'avis, à l'instar de certains intervenants, que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. **La Régie considère qu'un appel d'offres en puissance de 1000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.**»⁴

Dossier R-3925-2015 : Ouverture de la centrale de Bécancour

Bien que la décision de la Régie concernant la centrale de Bécancour visant l'octroi de puissance additionnelle ait été renversée au dossier R-3953-2015 afin de respecter l'obligation de procéder à un appel d'offre pour les approvisionnements de long terme, le Distributeur identifiait à ce dossier des besoins croissants en puissance additionnelle requise.

TABLEAU R-3.1
PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE, AVEC ET SANS ENTENTES
(MISE À JOUR)

| En MW | 2015- 2016 | 2016- 2017 | 2017- 2018 | 2018- 2019 | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| AVEC LES ENTENTES | 550 | 950 | 1 400 | 800 | 850 | 1 000 | 1 250 | 1 650 |
| Appel d'offres de 500 MW | | | | | | | 500 | 500 |
| Puissance additionnelle requise ajustée | 550 | 950 | 1 400 | 800 | 850 | 1 000 | 750 | 1 150 |
| SANS LES ENTENTES | 550 | 950 | 1 400 | 1 300 | 1 350 | 1 500 | 1 750 | 2 150 |
| Appel d'offres de 500 MW | | | | | | | 500 | 500 |
| Appel d'offres de 500 MW | | | | | | 500 | 500 | 500 |
| Puissance additionnelle requise ajustée | 550 | 950 | 1 400 | 1 300 | 1 350 | 1 000 | 750 | 1 150 |

⁴ R-3864-2013, D-2014-205, p. 55, par. 224

Outre l'ajout de puissance additionnelle, plusieurs options se présentent pour résoudre cette problématique qui impacte à la hausse les coûts d'approvisionnement et les tarifs. Hydro-Québec explore la possibilité de mettre en place des programmes commerciaux pour notamment les *Charges interruptibles résidentielles*⁵ (chauffe-eaux électriques contrôlables à distance) permettant de réduire la pointe du réseau en puissance, auquel le Distributeur prévoit attacher un crédit annuel de l'ordre de 50 \$.

Le Distributeur juge important d'obtenir l'appui de certaines parties prenantes afin d'assurer le succès d'un programme d'interruption des chauffe-eau résidentiels. Il estime que le potentiel commercial à terme de cette initiative pourrait atteindre 450 MW. Il procèdera au lancement du programme lorsqu'il sera assuré de ces appuis et ajustera son bilan en puissance en conséquence.

Référence : R-3986-2016, B-006, page 21

Malgré des efforts de sensibilisation à la pointe hivernale du Distributeur, le GRAME constate que l'approche pour la sensibilisation à la pointe n'a pas été élargie à une réflexion plus globale visant à mettre à contribution les compteurs intelligents. Rappelons que, lors de la demande d'implantation des compteurs intelligents, ils avaient été notamment annoncés comme des outils incontournables pour mieux gérer la gestion de la demande.

En faisant un bref survol des programmes de sensibilisation à la pointe en Amérique du Nord, on constate que bon nombre d'entre eux utilisent les CNG. De plus, dans plusieurs états américains, les programmes de sensibilisation à la pointe ne sont pas perçus strictement comme un programme d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande car ils sont également intégrés dans la structure tarifaire.

Le GRAME rappelle que ce type d'offre tarifaire gagne en popularité auprès de la clientèle qui décide d'y adhérer volontairement lors d'alertes de demandes de réduction de la consommation énergétique. Faisant face à des défis similaires de gestion de la demande de la pointe, de nombreux territoires américains ont mis sur pied des programmes combinant les appels au public et la réduction de la facture, en se basant sur la consommation moyenne des foyers qui y adhèrent grâce aux compteurs intelligents.

À titre d'exemple, dans l'État du Maryland, la clientèle de Pepco Maryland est encouragée à gérer efficacement sa consommation énergétique lors des appels au public en obtenant un crédit de 1,25 \$ sur sa facture pour chaque kWh économisé grâce au programme Peak Energy Savings Credit. Le bilan pour l'été 2013 concluait une participation de l'ordre de 60% de la clientèle et que les inscrits avaient obtenu 3,4 M \$ en crédit sur leur facture et une réduction de pointe de 2,3 millions kWh. La consommation moyenne de ces abonnés

⁵ R-3933-2015, HDQ-10, doc. 1, p.18

résidentiels était de 1 000 kWh/mois.⁶ Une telle mesure comporte nécessairement des modifications à la structure tarifaire et nécessite l'utilisation des compteurs intelligents.

Conclusion et recommandations

Dans le contexte actuel, où :

- On note une détérioration notable des comptes à recevoir auprès des ménages québécois⁷ ;
- Des réflexions sont présentement amorcées pour développer une nouvelle structure tarifaire en offrant des nouvelles options aux clients avec le défi d'envoyer un signal de prix sans pénaliser les MFR ;
- La gestion de la pointe demeure un défi constant pour réduire drastiquement une demande croissante ; et
- Les compteurs avancés ont été massivement implantés notamment pour mieux gérer la gestion de la demande.

Conclusion 1

Le GRAME recommande de développer une solution complémentaire simple, compatible avec la technologie des compteurs avancés, soit :

- **Une option tarifaire attachée à un crédit pour effacement à la pointe pour le marché domestique ;**

Ou la mise en place une tarification générale applicable à tous les clients résidentiels reflétant les coûts d'approvisionnement en puissance via une différenciation saisonnière des tarifs de puissance comme le suggère à titre de piste de solution le rapport *Électricité - Structures et options tarifaires (thème 1) - Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution*⁸.

⁶ Pepco Holdings Inc, PHI and U.S. Department of Energy Mark the Completion of the Smart Grid Investment Grant Programs, 15 janvier 2014:

<http://www.pepcoholdings.com/about/news/archives/2014/article.aspx?cid=2455> - Annexe

⁷ R-3972-2016, B-0001, Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, p.1

⁸ A-0008, page 30

ÉLECTRICITÉ RÉSEAUX AUTONOMES

Ouverture du marché de détail de l'électricité à la concurrence en réseaux autonomes

Introduction

Le gouvernement demande à la Régie de l'énergie⁹, en vertu de l'article 42 de sa loi constitutive, un avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles. L'avis pourra examiner toutes les avenues et comprendre, au besoin, des constats relatifs à la Loi sur la Régie de l'énergie, en lien avec l'engagement du gouvernement à apporter plusieurs modifications substantielles à la Loi sur la Régie de l'énergie, visant notamment à élargir les pouvoirs de la Régie.

Dans cette section le GRAME aborde deux aspects de l'élargissement des pouvoirs de la Régie, l'un visant le processus réglementaire d'intégration des énergies de sources énergétiques renouvelables en réseaux autonomes. À ce titre, le GRAME prendra pour exemple celui que propose le réseau de l'Alaska, constituant une meilleure pratique réglementaire permettant d'ouvrir le marché de la concurrence du marché de détail aux ressources énergétiques renouvelables.

L'autre aspect de l'élargissement des pouvoirs de la Régie vise l'ouverture à la concurrence pour la production énergétique en réseaux autonomes, par l'enchâssement dans la Loi sur la Régie de l'énergie d'une obligation pour le Distributeur de soumettre à l'approbation de la Régie une procédure d'appel d'offres et d'octroi afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, comme le prévoit l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie pour les contrats d'approvisionnement qui excèdent l'électricité patrimoniale en réseau intégré.

Concernant la question des approvisionnements énergétiques, le GRAME s'est positionné depuis plusieurs années sur la problématique du virage vers les énergies renouvelables en réseaux autonomes, dans les demandes d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

Bien que la Régie ait déjà demandé au Distributeur dans sa décision D-2015-013, par. 171¹⁰ de *considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques* pour des projets d'énergie propre et dans sa D-2016-033¹¹ par. [287]

⁹ R-3972-2016, B-0001

¹⁰ D-2015-013, par. [171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement. ;

¹¹ [287] La Régie prend acte de l'intérêt du Distributeur à lancer un appel de propositions ouvert à tous les réseaux autonomes et à toutes sources d'énergie confondues, incluant l'efficacité énergétique et la gestion de la demande à la pointe en réseaux autonomes. Elle demande par ailleurs au Distributeur de faciliter les initiatives visant l'identification et l'analyse de faisabilité de projets privés ou communautaires pouvant se qualifier pour un tel appel de propositions.

de faciliter les initiatives visant l'identification et l'analyse de faisabilité de projets privés ou communautaires pouvant se qualifier pour un tel appel de propositions, le processus d'encadrement réglementaire de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie ne permet pas à la Régie de l'énergie d'assurer un pouvoir de surveillance des critères d'éligibilités des approvisionnements (appel d'offres) en réseaux autonomes.

À l'appui de ces propos, le GRAME soumet que concernant l'Appel de proposition pour la construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité à *Tasiujaq – Nunavik*¹², identifié dans le calendrier du Distributeur selon un scénario thermique / renouvelable¹³, le Distributeur ne tient pas compte de la décision de la Régie¹⁴ de considérer un appel de propositions pour des projets d'énergie propre incluant toutes les formes de production, en indiquant que le coût du projet demeure le plus important¹⁵.

Concernant le réseau d'Obedjiwan, le GRAME note que l'appel de propositions intègre un critère de minimisation des émissions de GES¹⁶, de même qu'un critère d'éligibilité associé à la participation du milieu local¹⁷, contrairement à celui *Tasiujaq – Nunavik*, bien qu'aucune indication ne soit indiquée pour la détermination du prix associé à l'énergie et à la puissance exigée.

Ainsi, compte tenu de la décision 2015-013, par. 171 qui recommande la production d'énergie propre, le GRAME est d'avis que le critère de développement durable pour les approvisionnements de long terme qui reconnaît notamment l'importance des émissions de GES et de l'acceptabilité sociale devrait s'appliquer pour les appels d'offres en réseaux autonomes.

Par conséquent, le GRAME propose l'élargissement des pouvoirs de la Régie afin qu'elle puisse intervenir sur les critères d'éligibilité des appels d'offres en RA, afin d'améliorer l'ouverture à la concurrence et l'amélioration de l'offre tarifaire.

À ce titre, l'article 74.1 prévoit un tel pouvoir de surveillance pour les contrats d'approvisionnement en électricité qui sont requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale faisant en sorte qu'Hydro-Québec Distribution a l'obligation de soumettre à l'approbation de la Régie une procédure d'appel

¹² Site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 :

http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_15335343.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343, APPEL de proposition, # 15335343, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page 5

¹³ R-3986-2016, B-0010, page 12

¹⁴ 2015-013, par. 171

¹⁵ R-3986-2016, B-0010, page 12

¹⁶ Site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois,

<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, Section 4.2.4 Minimisation des émissions de GES, page 16 : Le soumissionnaire doit démontrer à la section 3.7.1 de la Formule de soumission que la NIPE proposée permet de réduire les émissions annuelles totales de GES du réseau d'Obedjiwan, exprimé en kilogramme de dioxyde de carbone équivalent par unité d'énergie utile (kg CO₂ éq. / GJ), par rapport à la situation actuelle prévalant sous le régime d'exploitation de l'IPEE (Voir Annexe 3).

¹⁷ Site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois,

<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, Section 2.2 : Participation du milieu local, page 8 : Le Milieu local sera donc un partenaire actif dans le fournisseur, propriétaire de la NIPE. Le soumissionnaire retenu devra conclure une entente de partenariat avec le Milieu local avant la signature du Contrat.

d'offres et d'octroi, permettant d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique.

74.1 Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment :

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé ;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement ; (Notre souligné)

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement ;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.

Dans le cadre de cette procédure réglementaire, les critères d'éligibilité sont identifiés et font l'objet d'un processus de consultation publique lors du dépôt par le Distributeur de sa demande d'approbation à la Régie.

Dans sa décision D-2004-212 (pages 24 et 25), la Régie a déterminé les fondements des critères qui guident aujourd'hui tous les appels d'offres d'approvisionnement de long terme pour l'électricité post-patrimoniale pour le réseau intégré, ce qui n'est pas le cas des

réseaux autonomes. Parmi les critères permettant de qualifier les offres, 15 points sont accordés au développement durable pour la détermination du critère non monétaire.

Ainsi, dans le cas d'un appel d'offres de long terme pour l'électricité post-patrimoniale, le développement durable doit s'intégrer au processus d'un nouvel appel d'offres.

La Régie de l'énergie :

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;

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 |
| Émissions de NO _x | 2 points |
| Existence d'un système de gestion environnementale | 1 point |
| Indicateur à caractère social | 3 points |

À cet égard, le GRAME note que la Politique énergétique 2030 (page 49) propose une démarche pour les réseaux autonomes visant à combler les déficits en puissance qui tiendra compte de la réduction des émissions de GES, de la participation des communautés et de la mise en concurrence des projets de conversion, en tirant profit des innovations dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables.

UN ACCÈS AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR TOUS LES QUÉBÉCOIS

Le Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec confirme que certains réseaux autonomes seront en déficit de puissance au cours des prochaines années. Afin de continuer d'assurer un approvisionnement stable en électricité aux communautés non reliées au réseau principal d'Hydro-Québec, de nouvelles solutions devront être considérées pour répondre à la demande.

Dans ce contexte, Hydro-Québec a entrepris une démarche visant à répondre aux besoins des principales communautés visées, soit Kuujjuarapik, Tasiujaq, Obedjiwan et les Îles-de-la-Madeleine. Cette démarche s'appuie sur trois grands principes :

- ▶ l'intégration de solutions technologiques permettant de réduire les émissions de GES en tenant compte des particularités de chaque communauté qui recourt à des génératrices au diesel;
- ▶ une adhésion de la communauté à la solution proposée, notamment par l'établissement de partenariats entre les promoteurs et les communautés;
- ▶ une solution économiquement viable grâce à la mise en concurrence de projets de conversion dans les réseaux autonomes.

L'approche préconisée par Hydro-Québec permettra de tirer profit des innovations technologiques dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et des unités de stockage d'énergie de grande capacité. Hydro-Québec soumettra une mise à jour de cette démarche annuellement à la Régie de l'énergie, dans le cadre de l'état d'avancement de son plan d'approvisionnement.

Le GRAME est d'avis qu'il est important de s'assurer que la Régie ait le pouvoir d'intervenir lors de l'approbation des critères d'éligibilité des appels d'offres, donc d'approuver les appels d'offres avant qu'ils ne soient lancés, puisque ce sont les appels d'offres qui détermineront le choix des approvisionnements retenus.

L'approbation de la procédure d'appel d'offres par la Régie permettra à celle-ci de s'assurer que les critères retenus reflètent les indications de la Politique énergétique 2030 (page 49), qu'ils ouvrent la porte au marché de la concurrence dans ces réseaux, tout en assurant un traitement équitable des fournisseurs d'énergie en réseaux autonomes.

Rappelons que le contexte économique impactant les tarifs de l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec-Distribution nécessite l'ouverture de ce marché à la concurrence comme le démontre la comparaison entre les revenus requis et les revenus des ventes selon les tarifs en vigueur :

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

| | |
|--------------------------------------|----------|
| Réseau relié | |
| Ventes (GWh) | 169 569 |
| Revenus des ventes | 10 752,7 |
| Revenus requis | 10 978,8 |
| Écart | (226,1) |
| Réseaux autonomes | |
| Ventes (GWh) | 387 |
| Revenus des ventes | 31,6 |
| Revenus requis | 233,9 |
| Écart | (202,3) |
| Total Réseaux de distribution | |
| Ventes (GWh) | 169 957 |
| Revenus des ventes | 10 784,3 |
| Revenus requis | 11 212,7 |
| Écart | (428,4) |
| <u>Conciliation tableau 1</u> | |
| Plus : Autres revenus | 176,7 |
| Plus : Provision réglementaire | (75,3) |
| Revenus additionnels requis | (327,0) |

Référence : R-3854-2013, B-0012, page 9

Finalement, l'ampleur des coûts évités actuels pour assurer la production énergétique de source thermique, variant entre 48,09 ¢/KWH et 57,18 ¢/KWH, permettrait l'émergence de production énergétique de source renouvelable à un coût égal ou même inférieur.

TABLEAU 2 :
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES – ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2016

| | Coût évité en énergie ¢/kWh | Coût évité en puissance \$/kW-an | Facteur d'utilisation | Coût évité en puissance ¢/kWh | Coût évité total ¢/kWh |
|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------|-------------------------------|------------------------|
| Îles-de-la-Madeleine | | | | | |
| Cap-aux-Meules | 22,79 | 200 | 54% | 4,26 | 27,05 |
| Nunavik | | | | | |
| Akulivik | 51,19 | 900 | 57% | 17,98 | 69,17 |
| Aupaluk | 50,50 | 900 | 57% | 17,91 | 68,41 |
| Inukjuak | 48,09 | 900 | 63% | 16,36 | 64,46 |
| Ivujivik | 54,03 | 900 | 59% | 17,55 | 71,58 |
| Kangiqualujuaq | 57,41 | 900 | 58% | 17,84 | 75,25 |
| Kangijsujuaq | 53,92 | 900 | 61% | 16,72 | 70,64 |
| Kangirsuk | 53,27 | 900 | 59% | 17,35 | 70,62 |
| Kuujuaq | 52,09 | 900 | 62% | 16,64 | 68,72 |
| Kuujuarapik | 50,09 | 900 | 65% | 15,76 | 65,86 |
| Puvirnituq | 48,94 | 900 | 65% | 15,81 | 64,76 |
| Quaqtaq | 57,18 | 900 | 61% | 16,91 | 74,09 |
| Salluit | 49,27 | 900 | 63% | 16,38 | 65,65 |
| Tasiujaq | 56,14 | 900 | 60% | 17,16 | 73,30 |
| Umiujaq | 52,57 | 900 | 58% | 17,67 | 70,24 |
| Basse-Côte-Nord | | | | | |
| La Romaine | 35,67 | 765 | 45% | 19,34 | 55,01 |
| Port Menier | 35,39 | 765 | 45% | 19,32 | 54,71 |
| Haute Mauricie | | | | | |
| Clova | 42,08 | 765 | 42% | 20,55 | 62,64 |
| Opitciwan | 36,11 | 765 | 48% | 18,21 | 54,33 |
| Schefferville | 2,41 | 145 | 51% | 3,24 | 5,66 |

Référence : R-3980-2016, B-0021, page 10

Conclusion et recommandation

Conclusion 2

Le GRAME recommande que l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit modifié pour y inclure un pouvoir d'approbation de la procédure d'offres et d'octroi par la Régie de l'énergie pour les contrats d'approvisionnement lancés par Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes.

Tarification en réseaux autonomes et meilleures pratiques des autres États et territoires en matière de tarification : service de distribution d'Hydro-Québec

Cette section porte sur les structures et options tarifaires visant à favoriser l'intégration des nouvelles technologies, compte tenu de leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs en réseaux autonomes.

Nous avons démontré que les déficits récurrents en réseaux autonomes ont une incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle, donc qu'il est nécessaire de rechercher des solutions.

Nous avons cerné la problématique liée à l'absence de pouvoir de la Régie en ce qui concerne l'ouverture de ce marché à la concurrence pour les contrats découlant d'appel d'offres dans ces réseaux. La même problématique doit être mise en parallèle pour l'intégration de nouvelles technologies, celle-ci comporte plusieurs problématiques, au-delà de celle relative au contexte des appels d'offres, puisqu'il s'agit de créer un environnement favorable à l'émergence d'offres de services et de distribution de ces technologies.

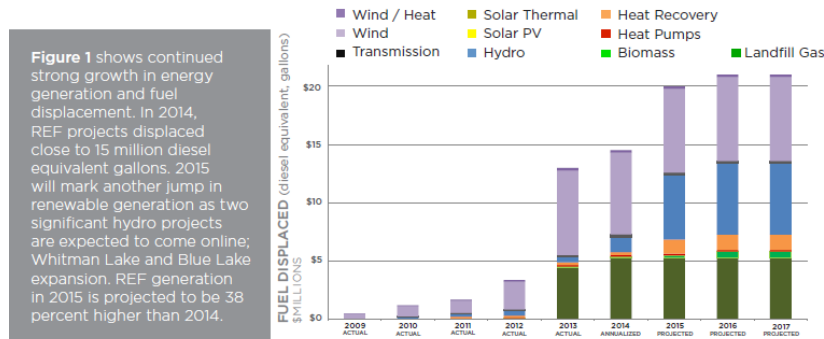
Le GRAME fait donc valoir les raisons pour lesquelles il est important d'avoir une procédure encadrée pour l'intégration de nouvelles technologies visant notamment les sources énergétiques renouvelables dans les réseaux autonomes, soit une procédure bien comprise par les promoteurs éventuels (Communauté, individu ou entreprise indépendante), une procédure équitable entre les promoteurs, et des projets et qui soient stables dans le temps. Une telle procédure doit également être représentative de la réalité des coûts du projet et représentative des économies ainsi générées.

Le GRAME a consulté le rapport portant sur l'intégration des nouvelles technologies en énergie, mais celui-ci n'aborde pas la problématique des réseaux autonomes. Afin de compléter sur l'intégration des nouvelles technologies, le GRAME présente un résumé de l'expertise qui a été développée en Alaska par *The Alaska Energy Authority* afin de favoriser la conversion vers les énergies renouvelables, l'intégration des nouvelles technologies et la réduction des coûts d'approvisionnement.

Les résultats des appels de proposition pour des projets de jumelage éolien, de biomasse et notamment de projets solaires ont démontré entre 2009 et 2014 un succès comportant plus de 74 M \$ d'économies totales, dont près de 30 M \$ d'économies en diesel¹⁸.

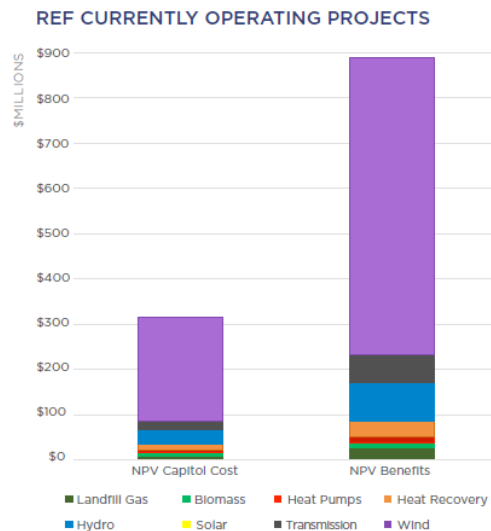
¹⁸ Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, pages 6-7 : <http://www.akenergyauthority.org/Content/Programs/RenewableEnergyFund/Documents/REFAEARReportOnline020915.pdf>

Figure 1¹⁹ :



Référence : Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, page 3

La figure 5²⁰ montre la valeur actualisée nette (VAN) des projets qui ont été réalisés à ce jour. Bon nombre des 44 projets représentés ont reçu un financement initial pendant les trois premières séries du programme REF (Renewable Energy Fund).



¹⁹ Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, page 3 : <http://www.akenergyauthority.org/Content/Programs/RenewableEnergyFund/Documents/REFAEARReportOnline020915.pdf>

²⁰ Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, page 4 : <http://www.akenergyauthority.org/Content/Programs/RenewableEnergyFund/Documents/REFAEARReportOnline020915.pdf>

Référence : Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, page 4

En résumé : (Traduction de la page 4)²¹

- La valeur actualisée nette des dépenses en immobilisations utilisées pour construire des projets en cours de production est de 314,7 millions de dollars et la valeur actualisée nette des avantages est de 889,5 millions de dollars. Ces projets ont un rapport coût-avantages global de 2,80\$ pour chaque dollar investi.
- Pour chaque dollar investi, ces projets ont un rendement estimé de 2,80 \$. Il est important de noter que la REF n'a investi qu'une partie du coût total du projet.
- Le plus grand nombre de projets de production provient de l'énergie éolienne, à 34% . Il s'agit d'une part plus faible que l'an dernier lorsque 40% des projets étaient éoliens. Les projets hydroélectriques sont passés de 8% à 14% du total des projets de production.
- Compte tenu du temps nécessaire pour développer des projets hydroélectriques, par rapport à l'éolien qui peut être développé dans environ la moitié du temps, nous devrions nous attendre à voir la production des projets hydroélectriques continuer à croître.
- Bien que toujours faible en pourcentage de la VAN totale des avantages, le nombre de projets de chauffage a considérablement augmenté, passant à 41% du total des projets. Ce grand nombre de projets de chauffage ont un coût et des avantages plus petits sur une base individuelle, mais leur impact global est en croissance. Les projets de chauffage comprennent la récupération de chaleur, les pompes à chaleur et la biomasse.

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.

Le réseau d'Alaska fonctionne selon plusieurs fondements différenciés, le marché de la concurrence est ouvert à plusieurs niveaux, soit pour les projets plus structurants de production à grande échelle qui sont couverts par les appels d'offres au Québec, avec les nuances que nous avons identifiées, mais également pour les projets de petite production, comme l'énergie solaire intermittente et les thermopompes.

Par ailleurs, le réseau de distribution et de production de l'Alaska a produit un rapport intitulé *Renewable Energy Atlas of Alaska* conçu comme une ressource pour le public, les décideurs, les avocats, les propriétaires fonciers, les développeurs, les entreprises de services publics et les personnes intéressées à promouvoir la production d'électricité, de

²¹ Renewable Energy Fund Status report and round VIII recommendations, January 2015, Alaska Energy Authority, page 4
<http://www.akenergyauthority.org/Content/Programs/RenewableEnergyFund/Documents/REFAEARReportOnline020915.pdf>

chaleur et de carburants à partir d'hydroélectricité, d'éolien, de biomasse, de géothermie, ou encore de solaire.²²

Ce rapport explique pourquoi les ressources renouvelables sont importantes dans une perspective de long terme, en ce qu'elles permettent de se prémunir contre la volatilité des prix du carburant. D'autres préoccupations sont à la source du développement des énergies renouvelables dans ce réseau, telles que la sécurité énergétique, les changements climatiques, et le rôle clé dans la fourniture d'énergie locale, propre et inépuisable pour fournir la demande croissante de l'Alaska pour l'électricité et les besoins de chauffage, de même que les problématiques liées à l'approvisionnement en carburant. En parallèle, les mesures d'efficacité énergétique et de réduction sont nécessaires pour l'atteinte de la cible que s'est donnée l'Alaska d'atteindre 50% d'énergies renouvelables d'ici 2025.²³

Why Renewable Energy is Important Renewable resources, over the long term, can provide energy at a known cost that can hedge against volatile fuel prices and dampen the effects of inflation. With some of the best renewable energy resources in the country, Alaska has an opportunity to be a leader in their development, save communities millions of dollars in energy costs each year, and bring new revenue streams into the state's economy. As concerns about rising fossil fuel prices, energy security, and climate change increase, renewable resources play a key role in providing local, clean, and inexhaustible energy to supply Alaska's growing demand for electricity, heat, and transportation fuel. Because there are limited fuel costs associated with generating electricity and heat from renewable sources, more Alaskans are looking to resources like hydropower, wind, biomass, geothermal, solar, tides, and waves. Alaskans are also increasingly saving heat and electricity through energy efficiency and conservation measures, keeping dollars in the state's economy, creating more stable and resilient communities, and helping to achieve the state goal of 50% renewable energy by 2025.

Référence : Site WEB [akenergyauthority.org](http://www.akenergyauthority.org):

<http://www.akenergyauthority.org/Content/Publications/2013RenewableEnergyAtlasOfAlaska.pdf>, page 2

La Régie se prononçait sur cette question dans la décision D-2013-037 rendue au dossier tarifaire R-3814-2012, notamment à l'égard des occasions que représentent les réseaux autonomes pour tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure, considérant que les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités.²⁴

[550] La Régie prend acte des activités du PGEÉ proposées par le Distributeur dans les RA pour 2013. Elle approuve le budget de ces activités et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées. Toutefois, considérant l'ampleur du déficit de plus de 200 M\$ pour l'exploitation de ces réseaux, causé par les coûts importants de production de l'électricité, et le niveau élevé des investissements qui sont requis dans ces réseaux pour répondre à la

²² Voir Annexe 2 : Site WEB [akenergyauthority.org](http://www.akenergyauthority.org):

<http://www.akenergyauthority.org/Content/Publications/2013RenewableEnergyAtlasOfAlaska.pdf>, page 2

²³ Voir Site WEB [akenergyauthority.org](http://www.akenergyauthority.org) :

<http://www.akenergyauthority.org/Content/Publications/2013RenewableEnergyAtlasOfAlaska.pdf>, page 2

²⁴ R-3814-2012, D-2013-037, par.551

croissance de la demande à la pointe, la Régie estime insuffisants les efforts de 900 k\$ qui sont actuellement consacrés à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande de pointe dans l'ensemble des RA

[551] Par ailleurs, chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA. (R-3814-2012, D-2013-037)

Le GRAME est d'avis qu'il sera nécessaire de mettre en place une procédure commerciale pour le développement des ressources alternatives pour l'alimentation des réseaux autonomes.²⁵ Cette procédure devra être soutenue par des pouvoirs de surveillance accrus par la Régie de l'énergie pour en assurer des résultats concrets.

Cette demande s'inscrit dans les orientations gouvernementales énoncées à l'égard des communautés autochtones et des options d'approvisionnement en électricité des réseaux autonomes. La nouvelle Politique énergétique 2030 identifie un lien direct entre les domaines de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de l'empreinte de carbone, pour mettre en place de meilleures pratiques en matière énergétique.

De meilleures pratiques en matière énergétique comprennent la mise en place de moyens pour rencontrer la demande des consommateurs. À cet égard, le GRAME est d'avis que l'effacement de la demande dans un contexte de coûts évités élevés est une piste complémentaire, notamment par l'instauration d'incitatifs à l'acquisition de technologies vertes, ou par une option tarifaire visant l'effacement de la demande. À l'heure actuelle, aucun incitatif n'est offert en réseaux autonomes pour l'acquisition de technologies vertes pour les ménages, ou encore sous forme de rabais tarifaire pour l'effacement de la demande pour les clients en réseau intégré qui bénéficient d'un tarif interruptible.

²⁵ R-3854-2012, C-GRAME-0014, page 24

Conclusions et recommandations

Le GRAME a fait valoir les raisons pour lesquelles il est important d'avoir une procédure encadrée pour l'intégration de nouvelles technologies visant notamment les sources énergétiques 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 soient stables dans le temps.

Conclusion 3

Dans le contexte réglementaire actuel, le GRAME recommande au gouvernement d'émettre un décret demandant à Hydro-Québec Distribution la mise en place d'une option tarifaire attachée aux coûts évités actuels pour l'achat de production d'énergie renouvelable qui pourrait être produite par exemple par les communautés de ces réseaux ou par des promoteurs privés en association avec ces communautés.

Via la technologie des compteurs avancés, ou d'autres processus de collecte des données, l'offre tarifaire pourrait être établie en fonction des coûts évités afin de favoriser l'émergence de projets de production énergétique renouvelable. Un tel décret permettrait à la Régie de superviser la mise en place de l'option tarifaire, dans un contexte d'audience publique.

Conclusion 4

Enfin, le GRAME recommande au gouvernement d'envisager de prendre contact avec les représentants de l'*Alaska Energy Authority* et ou de l'*Alaska Renewable Energy Fund* afin de faire le tour des moyens et solutions tarifaires mis en place pour favoriser l'émergence de la conversion vers les énergies renouvelables et les moyens mis en place pour réduire les coûts de production énergétique en réseaux autonomes.