Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur

(R-3748-2010)

MÉMOIRE DU GRAME

GRAME-1 document 2

Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes

LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie

En collaboration avec

Mme Valentina Poch
Analyste interne pour le GRAME

Déposé à la

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 19 avril 2011

MANDAT

Pour le présent dossier, 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 de commerciales de l'université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a par ailleurs travaillé dans un cabinet d'avocats à titre d'analyste en environnement, énergie et ressources naturelles. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME au précédent plan d'approvisionnement. Madame Moreau est appuyée par madame Valentina Poch, détentrice d'un baccalauréat en sciences et d'une maîtrise en ATDR.

INTRODUCTION

En date du 1er décembre 2010, le Distributeur a déposé à la Régie de l'énergie une Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2010, portant le numéro de dossier R-3748-2010. Le 8 décembre 2010, le GRAME a déposé, conformément aux directives de la Régie dans sa décision D-2010-146, une demande d'intervention (C-GRAME-002) dans le cadre de cette demande du Distributeur. Suite aux commentaires du Distributeur portant sur les demandes d'intervention datés du 22 décembre 2010, le GRAME a déposé ses commentaires en date du 6 janvier 2011 (C-GRAME-0004).

Dans sa décision D-2011-011, la Régie a accordé le statut d'intervenant au GRAME, délimitant également certains enjeux de la présente demande.

Le 15 février 2011, le GRAME a déposé une demande de renseignements à laquelle le Distributeur a répondu en date du 15 mars 2011. Le présent rapport comprend l'analyse, les conclusions et recommandations du GRAME en lien avec la preuve déposée par le Distributeur portant sur les réseaux autonomes et le Plan d'approvisionnement 2011-2020 à leur égard, incluant les réponses du Distributeur aux DDR de la Régie, du GRAME et des intervenants au présent dossier et qui ont été déposées à ce jour,.

Le présent rapport donne suite au rapport du GRAME portant sur le Plan d'approvisionnement du réseau intégré, et porte sur les réseaux autonomes, un sujet ayant souvent fait l'objet de recommandations de la part du GRAME, en lien avec son intérêt pour le développement durable des ressources du Québec. Il est divisé en trois sections, en lien avec le suivi des décisions D-2008-133 (section 1) et D-2010-122 (section 2), pour conclure sur les programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (section 3).

TABLE DES MATIÈRES

MANDAT 3
INTRODUCTION 5
TABLE DES MATIÈRES 7
PLAN D'APPROVISIONNEMENT - RÉSEAU AUTONOME 9
1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2008-133 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RA 9
1.1 Recherche de solutions de rechange à l'utilisation du mazout en RA 9
Ajout de ressources à titre de projet d'efficacité énergétique 10
Utilisation d'une génératrice d'urgence 12
Mesures de gestion de la consommation d'électricité 12
Bonification des programmes d'utilisation efficace de l'énergie 15
1.2 JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL EN RÉSEAUX AUTONOMES 16
1.3 Moyens proposés pour réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre 19
1.4 Comptabilisation des réductions des émissions de gaz à effet de serre 22
1.5 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET NOUVELLES TECHNOLOGIES EN RÉSEAU AUTONOME 24
Principales conclusions du rapport - Les énergies renouvelables du Centre Hélios 25
1.6 Réseau de Schefferville et programme de réduction de la demande 27
2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2010-022 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RA 28
Recherche de solutions liées à des mesures de gestion en Réseau autonome 28
Balisage d'options additionnelles de gestion de la demande de pointe 29
Gestion de la consommation et tarification 32
Programmes d'efficacité énergétique en réseau autonome 34
Performance du PGEÉ en réseaux autonomes 36
3. PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES 41
La compensation pour le mazout 43
Bonification ou modification du PUEE 48

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 52

PLAN D'APPROVISIONNEMENT - RÉSEAU AUTONOME

1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2008-133 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RA

1.1 Recherche de solutions de rechange à l'utilisation du mazout en RA

Tel qu'annoncé dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite que des solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux en réseau autonome soient envisagées. Plusieurs éléments de la preuve du Distributeur démontrent l'importance de la recherche de solutions, comme le fait que *les centrales de Cap-aux-Meules et de Tasiujaq feront face à des dépassements de puissance garantie d'ici 2013*, nécessitant l'ajout de puissance ou la recherche de solutions « autres ».

> « *Par ailleurs, les centrales de Cap-aux-Meules et de Tasiujaq feront face à des dépassements de puissance garantie d'ici 2013 (voir les sections 6.1.3 et 6.2.3). Compte tenu des délais de réalisation des projets d'augmentation de puissance, des mesures de mitigation*[17] *seront mises en place afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients.* »
>
> Note de bas de page 17 : «*L'éventail des mesures de mitigation visant à pallier, de façon temporaire, aux augmentations de besoins comprend l'utilisation d'une génératrice d'urgence et les mesures de gestion de la consommation.* »
>
> Référence : R-3748-2010, HQD-2, doc. 1, p. 23

Les solutions envisagées pour ces centrales devraient aussi être adoptées pour l'ensemble des réseaux autonomes et ce, avant que de tels problèmes de dépassements de puissance ne surviennent. Les mesures envisagées ne peuvent être mises en place rapidement, d'où l'importance d'un plan de mise en œuvre global pour l'ensemble des réseaux.

« *La puissance garantie de la centrale d'Akulivik a été dépassée pendant la période 2008-2010. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients, en attendant la construction de la nouvelle centrale, une génératrice d'urgence de 545 kW a été installée à Akulivik. Un programme de réduction de la demande a été considéré, mais n'a pas été retenu, car il ne permettait pas de retarder l'augmentation de puissance à la centrale d'Akulivik.* »

Référence : R-3748-2010, HQD-2, doc. 1, p. 34

Ajout de ressources à titre de projet d'efficacité énergétique

Le Distributeur a le mandat d'assurer la sécurité des approvisionnements. Le GRAME rappelle que dans le cadre d'un appel d'offres, tel que mentionné à l'article 74.1 de la *Loi de la Régie de l'énergie*, la procédure d'appel d'offres et d'octroi du Distributeur doit « *2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement* ***de même qu'à des projets d'efficacité énergétique*** ».

Extrait

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

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; (Nous soulignons)

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.

(...)

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

L'objet du débat actuel n'est pas d'ouvrir un appel d'offres, mais d'augmenter la capacité des centrales thermiques en réseaux autonomes et de mettre en place *« …des mesures de mitigation visant à pallier,… aux augmentations de besoins »*. L'exploration de ces mesures devrait comprendre l'offre de projets d'efficacité énergétique, en plus des mesures de gestion de la consommation.

Par conséquent, il serait souhaitable que le Distributeur débute une étude de marché permettant de cibler les promoteurs (fournisseurs d'électricité) potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseau autonome.

Déjà au dossier R-3648-2007, le GRAME demandait qu'un tel balisage soit fait afin de tenir compte de la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46*, qui modifiait le texte de la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'y ajouter un concept, soit celui de considérer le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique à titre de fournisseur d'électricité.

On comprend cependant qu'à ce jour, aucun appel d'offres de long terme n'a été ouvert à toutes les sources d'énergie, donc que cette option n'a pas été développée compte tenu des surplus récurrents du Distributeur. Cependant, cette option devrait être envisagée pour la recherche de solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux et de l'eau en RA.

Au dossier R-3648-2007, le GRAME a fait valoir l'importance de déterminer quels sont les secteurs d'activités pouvant être intéressés à soumettre de tels projets, de même que le potentiel technico-économique par secteurs d'activités au Québec. Le Distributeur, pour sa part, trouvait cet aspect de la problématique prématuré.

Le GRAME demandait le début des recherches *en ce domaine afin d'être en mesure d'évaluer et d'incorporer, le cas échéant, ce potentiel lors du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur ou des prochains appels d'offres qui seront lancés par le Distributeur*.

Le GRAME demande qu'un balisage soit effectué pour cibler les projets en efficacité énergétique qui ont été assimilés à une fourniture en énergie chez d'autres distributeurs d'énergie.

Le GRAME demandait et réitère sa demande au présent plan d'approvisionnement que le Distributeur requière l'expertise d'une firme d'experts en ce domaine afin de réaliser une revue des technologies et des projets en efficacité énergétique, par secteurs d'activités ou regroupements d'intérêts, qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres au Québec en réseaux autonomes.

Utilisation d'une génératrice d'urgence

Pour ce qui est de l'utilisation d'une génératrice d'urgence au titre d'une mesure de mitigation temporaire, quoi que cette mesure puisse être utile temporairement, elle n'est pas souhaitable du point de vue de la protection de la santé publique, particulièrement si le client qui adhère à l'option groupes électrogènes de secours est situé près des centres urbains.

Par ailleurs, dès le plan d'approvisionnement du dossier R-3648-2007, le Distributeur confirme les appréhensions du GRAME au dossier R-3603-2006 : « *Au delà des modalités du programme, les contraintes d'utilisation au niveau de la clientèle (bruit, gaz d'échappement), semblent davantage expliquer le peu de succès de ce programme.* »

Mesures de gestion de la consommation d'électricité

En ce qui concerne les mesures de gestion de la consommation envisagées qui seront mises en place pour limiter les dépassements de puissance, le Distributeur précise au GRAME, ci-dessous, les mesures envisagées pour les centrales de Cap-aux-Meules et de Tasiujaq :

Pour la centrale de Cap-aux-Meules, voir la réponse à la question 32.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1. De plus, le Distributeur maintiendra tous les programmes d'utilisation efficace de l'énergie (compensation pour le prix du mazout ou du propane, programmes d'entretien annuel et de réparation/dépannage des équipements) pour s'assurer du recours minimal à l'électricité pour les besoins de chauffage.

Pour Tasiujaq, seule l'installation de groupes électrogènes de secours est prévue. Tasiujaq, tout comme Akulivik, est situé au nord du 53e parallèle. La tarification dissuasive qui y est en vigueur décourage l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau.

Par conséquent, il n'y a pas de potentiel significatif pour des mesures relatives à ces usages, que ce soit des mesures de gestion de la consommation d'électricité ou d'autres mesures d'utilisation efficace de l'énergie.

Référence : HQD-4, Doc. 5.1, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R**5.1.1**, p. 3 et 4

D'autres mesures ont également été envisagées, comme le cas des accumulateurs thermiques et du chauffage de l'eau (*chauffe-eau à trois éléments*) dans le but de réduire la demande en puissance. Le GRAME encourage le développement d'alternatives en gestion de la consommation.

Au-delà du fait qu'il n'y ait pas à ce jour de potentiel significatif pour des mesures relatives à ces usages qui puisse limiter les dépassements de puissance en réseau au nord du 53ième parallèle, à cause de la tarification dissuasive, la mesure de ***compensation pour le prix du mazout ou du propane*** à la hauteur de 30 % de la facture de chauffage est en vigueur. De sorte que le Distributeur aurait avantage à aider la clientèle à réduire sa consommation de mazout pour l'usage du chauffage des locaux et de l'eau, il réduirait ainsi la compensation versée pour le mazout ou le propane.

Au dossier R-3708-2009, le Distributeur soumettait des ajustements à la méthode de calcul des coûts évités pour chacun des réseaux autonomes. Nous avons reproduit, ci-dessous, le tableau 2.2 de la pièce HQD-2, doc. 5, page 13, dossier R-3708-2009.

TABLEAU 2.2 : COMPARAISON AVEC LES COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ PAR RÉGION DU DOSSIER R-3677-2008 – ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/kWH

RÉGION	R-3677-2008 COÛT ÉVITÉ ¢/kWH DE 2009	R-3708-2009 COÛT ÉVITÉ ¢/kWH DE 2010
ÎLES-DE-LA-MADELEINE	16,82	14,90
BASSE-CÔTE-NORD	51,64	32,69
HAUTE-MAURICIE	36,40	32,86
SCHEFFERVILLE	9,86	9,53
NUNAVIK	60,02	39,70 – 58,19

Référence : R-3708-2009, HQD-2, doc. 5, page 13

Rappelons que le coût évité de mazout (compensation de 30%) n'est pas inclus dans le calcul du coût évité en électricité, mais serait constitué des coûts d'investissement, des coûts de combustibles associés aux coûts de fonctionnement des centrales et des coûts d'entretien.

Par ailleurs, le Distributeur fait référence à la méthode de calcul de la compensation de 30 % qu'il a déposée en réponse à une demande du GRAME au dossier R-3648-2007, nous y reviendrons à la section sur les PUEERA.

Cependant, il est clair que même avant l'augmentation importante du prix des carburants en 2010-2011, la compensation mazout avec avantage économique de 30 % était en croissance importante entre 2000 et 2007, de l'ordre de 300 %. Étrangement, les données prévisionnelles fournies au dossier R-3648-2007 en réponse à une demande du GRAME, ne sont pas à la hausse. Ces données auraient avantage à être actualisées.

Le GRAME demandait des données plus récentes mais le Distributeur nous renvoie au dossier R-3708-2009.

> **Question 7.1** Veuillez déposer un tableau qui illustre les remboursements de 30 % des frais de chauffage des locaux et de l'eau par réseau autonome entre 2000 et 2010.
>
> ***Pour les données 2000 à 2008 inclusivement, voir le préambule et la réponse à la question 1.4.1 du GRAME à la pièce HQD-13, document 7 du dossier R-3708-2009.***
>
> Référence : R-3748-2010, HQD-4, Document 5.1, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 7.1, page 13

Tableau R-1.4.1
Compensation mazout avec avantage économique de 30 % (en k$)

Territoire	2008 réel	2009 prévu [1]	2010 planifié
Iles-de-la-Madeleine	5 718	4 600	4 547
Anticosti	111	165	93
Haute-Mauricie	1 230	1 224	591
La Romaine	3	4	3
Nunavik	2 435	3 437	3 944
Total	**9 496**	**9 429**	**9 177**

[1] Données réelles janvier à septembre 2009

Référence : Question 1.4.1 du GRAME à la pièce HQD-13, doc. 7, R-3708-2009

Bonification des programmes d'utilisation efficace de l'énergie

Une autre option envisagée par le Distributeur comme mesure de mitigation est la bonification des programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseau autonome. Le GRAME fera des propositions à la section sur les PUEERA.

1.2 JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL EN RÉSEAUX AUTONOMES

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que des moyens soient déployés pour que puissent être mis en place les projets permettant de réduire l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux.

> *Jumelage éolien-diesel (JED) En fonction des résultats des projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq, le Distributeur réalisera éventuellement du JED dans les réseaux autonomes du Nunavik présentant un avantage économique, si de tels projets sont accueillis favorablement par les milieux concernés.*
>
> Références : HQD-2, document 1, section 5.2.3.

Selon les informations fournies par le Distributeur au GRAME, les études d'avant-projet sont en cours et les résultats ne sont pas disponibles pour les projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq.

Compte tenu des délais impartis pour de tels projets, même si ceux-ci étaient déjà envisagés au dossier R-3648-2007, il semble raisonnable que les résultats des projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq ne soient pas à ce jour disponibles puisqu'en 2007 les démarches auprès des communautés n'étaient pas encore commencées, et que seules les campagnes anémométriques à Akulivik (pour les fins de la réalisation d'un projet pilote JED en parallèle à la construction d'une nouvelle centrale) et à Kangiqsualujjuaq étaient en cours.

Le GRAME est satisfait des travaux réalisés par le Distributeur pour la réalisation d'un projet pilote de JED à Kangiqsualujjuaq et d'un second projet pilote de JED au Nunavik à Akulivik. L'objectif ultime est le déploiement de JED dans les communautés du Nunavik.

Au-delà des réductions de GES résultants des projets JED, le GRAME souhaite que ces projets permettront de réaliser que les communautés du réseau du Nunavik puissent profiter de l'électricité ainsi produite et ce à des tarifs plus avantageux que ceux offerts avec la tarification dissuasive. Il s'agira de poursuivre les discussions avec les communautés concernées pour en cerner les possibilités.

> ***Jumelage éolien-diesel (JED)***
>
> *Le Distributeur a précisé le modèle d'affaires de JED le mieux adapté au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine (voir les sections 6.1.2 et 6.2.2). Le Distributeur poursuit les discussions avec les communautés concernées afin de s'assurer de leur collaboration pour les projets pilotes et, éventuellement, pour les campagnes anémométriques à venir et le déploiement du JED.*
>
> *Les campagnes anémométriques réalisées à Kangiqsualujjuaq et Akulivik sont terminées. Les deux endroits présentent un potentiel éolien intéressant. Le Distributeur a entamé des démarches pour la réalisation d'un projet pilote de JED à Kangiqsualujjuaq. Un second projet pilote de JED au Nunavik est toujours prévu à Akulivik. Le but des projets pilotes est de réaliser éventuellement un JED dans les communautés du Nunavik où l'on prévoit un avantage économique.*
>
> *Le Distributeur a effectué des démarches en vue de la réalisation d'un projet de JED aux Îles-de-la-Madeleine, en complément de la centrale thermique de Cap-aux-Meules*.
>
> Références : R-3748-2010, HQD-2, document 1, page 25

Le GRAME est satisfait que le Distributeur retienne le jumelage éolien diesel comme étant une piste prometteuse et que la question de l'acceptabilité du point de vue environnemental et social soit retenue comme critère de remplacement des équipements de production thermique. Cependant, le GRAME demande à ce que l'acceptabilité environnementale soit considérée prioritairement afin d'éviter le rejet de bons projets sous prétexte du paradigme « *pas dans ma cour* ».

Tous les projets visant le remplacement des équipements de production thermique du Distributeur, incluant le raccordement au réseau intégré, devront être économiquement rentables, acceptables du point environnemental et accueillis favorablement par les communautés concernées.

Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a intensifié ses efforts pour mettre en place des solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux et il poursuit sa démarche. Cependant, la piste la plus prometteuse pour la production d'électricité demeure, pour l'instant, le jumelage éolien pour la plupart des communautés. La technologie éolienne est relativement mature et représente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine. Pour l'hydraulique, le réseau d'Inukjuak présente un potentiel intéressant.

Références : R-3748-2010, HQD-2, document 1, page 23

Cependant, il est toujours préférable de rallier la population et d'aménager un projet de sorte qu'il passe le test de l'acceptabilité sociale. L'un des moyens les plus prometteurs de rallier une population est certes celle de constituer des partenariats avec les communautés. À cet égard, le Distributeur mentionne être ouvert à de tels partenariats *pour la construction et l'exploitation d'équipements de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, de l'hydraulique ou de la biomasse forestière.* Le GRAME est très favorable aux démarches entreprises par le Distributeur à ce sujet.

D'autres exemples d'associations concernent la production d'énergie à partir de l'éolien. Dans le cas du JED, le Distributeur veut travailler avec des firmes possédant de l'expérience dans ce type de projet (voir les sections 6.1.2 et 6.2.2). Il participe également au projet pilote d'une firme d'ingénierie québécoise visant à tester une nouvelle technologie (voir la section 5.2.3).

Le Distributeur n'écarte pas la possibilité d'acheter de l'électricité de centrales appartenant à des communautés ou de constituer des partenariats avec ces communautés pour la construction et l'exploitation d'équipements de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, de l'hydraulique ou de la biomasse forestière. Le Distributeur est notamment en discussion avec les communautés d'Inukjuak et d'Opitciwan pour l'achat d'énergie.

Références : R-3748-2010, HQD-2, document 1, page 24

Pour ce qui est du projet JED, associé à Akulivik, il semble important que ce projet voit le jour compte tenu du fait que la nouvelle centrale présente déjà un dépassement de sa puissance garantie, même si l'ajout d'énergie éolienne ne peut garantir de puissance, elle pourra agir en complémentarité comme source d'énergie d'appoint.

> *La centrale d'Akulivik présente déjà un dépassement de sa puissance garantie. Afin de pallier au manque de puissance, le Distributeur a installé une génératrice d'urgence près de la centrale (voir la section 6.2.2).*
>
> Référence : R-3748-2010, HQD-2, Document 1 Page 22

Par ailleurs, dès le dossier R-3748-2007, le Distributeur annonçait son intention d'un projet JED en parallèle à la construction de la nouvelle centrale.

> *Une nouvelle centrale est requise à Akulivik, avec une mise en service prévue en 2012, étant donné l'augmentation de la charge plus importante que prévu. Le Distributeur prévoit soumettre ce projet pour autorisation de la Régie, en 2009.*
>
> *Deux campagnes anémométriques sont présentement en cours, une à Akulivik et l'autre à Kangiqsualujjuaq. Celle à Akulivik permettra d'évaluer le potentiel éolien en vue de la réalisation d'un projet pilote de JED en parallèle à la construction de la nouvelle centrale.*
>
> Référence : R-3648-2007, HQD-2, Document 1, Page 27 de 36

1.3 Moyens proposés pour réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que des moyens soient proposés permettant de réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre (GES) associés au chauffage dans les réseaux autonomes.

Rappelons que le GRAME s'est positionné sur le jumelage éolien-diesel en réseau autonome dès le dossier R-3623-2007. La position prise par le GRAME s'inscrivait *dans le cadre de la recherche d'une politique cohérente en électricité en regard des objectifs environnementaux et socio-économiques de la société québécoise et plus particulièrement des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi que de la nouvelle*

stratégie énergétique du Québec.

Rappelons, comme au dossier R-3623-2007, que l'un des objectifs de la Stratégie énergétique stipule *que l'énergie doit être davantage utilisée comme levier de développement économique et que la priorité doit être donnée à l'hydroélectricité ainsi que notamment au potentiel éolien*. L'un des objectifs de la Stratégie étant de promouvoir le couplage éolien-diesel et de « généraliser cette approche dans les réseaux autonomes ». *La Stratégie va encore plus loin, elle pose parmi ses priorités d'action, l'implantation et le couplage éolien – diesel pour les réseaux autonomes de même que d'investir dans la recherche et l'innovation*.

Le GRAME réitère, comme il l'a fait au dossier R-3623-2007, *l'importance de la prise en compte des impacts environnementaux reliés à la production, au transport et à l'utilisation finale des différentes filières de production d'énergie* et que *le développement de l'énergie éolienne en région éloignée*, comme c'est le cas des JED en réseau autonome, ***est l'une des solutions permettant de minimiser les impacts environnementaux reliés à la production d'énergie en provenance d'une source d'approvisionnement thermiqu*e**.

Bonne nouvelle au dossier, le scénario présenté au tableau 9 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 des réseaux autonomes envisage pour l'ensemble des centrales du réseau du Nunavik des projets JED, permettant ainsi de réduire de 46 % les émissions de CO2 de ce réseau.

Le GRAME est très enthousiaste vis-à-vis l'ensemble des scénarios envisagés par le Distributeur comme solutions pour la réduction de l'utilisation du mazout pour la production d'électricité en réseaux autonomes.

TABLEAU 9
RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO_2
(TONNES DE CO_2 PAR AN)

CENTRALE	Émissions CO_2 Tonnes/an	Scénarios envisagés	Réduction CO_2 Tonnes/an	Réduction CO_2 %
Nunavik				
Akulivik	1 956	JED	978	
Aupaluk	842	JED	526	
Inukjuak	5 890	Hydraulique	5 890	
Ivujivik	1 229	JED	614	
Kangiqsualujjuaq	2 907	JED	1 615	
Kangiqsujjuaq	2 579	JED	1 161	
Kangirsuk	2 300	JED	1 035	
Kuujjuaq	12 047	JED	3 475	
Kuujjuarapik	7 412	JED	2 895	
Puvirnituq	6 154	JED	2 249	
Quaqtaq	1 480	JED	423	
Salluit	4 569	JED	1 729	
Tasiujaq	1 561	JED	780	
Umiujaq	1 565	JED	963	
Total	**52 491** **26%**		**24 333**	**46%**
Basse-Côte-Nord				
La Romaine	9 375	Raccordement	9 375	
La Tabatière	0	Aucun		
Blanc-Sablon	0	Aucun		
Saint-Augustin	0	Aucun		
Total	**9 375** **5%**		**9 375**	**100%**
Anticosti				
Port-Menier[1]	**3 169** **2%**	Biomasse	**0**	**0%**
Haute-Mauricie				
Opitciwan[1]	8 126	Biomasse ou raccordement	8 126	
Wemotaci[2]	3 600	Raccordé	3 600	
Clova	583	Raccordement	583	
Total	**12 309** **6%**		**12 309**	**100%**
Iles-de-la-Madeleine				
Cap-aux-Meules	126 290	JED et raccordement	126 290	
L'Île-d'Entrée	748	Raccordement	748	
Total	**127 038** **62%**		**127 038**	**100%**
Total des réseaux	**204 382**		**173 055**	**85%**

Note 1 : La réduction des émissions de CO_2 des projets de production d'électricité à partir de la biomasse forestière remplaçant la production thermique n'a pas encore été évaluée.
Note 2 : Réseau raccordé au réseau intégré en 2008, quantités de CO_2 du dernier plan d'approvisionnement.

Référence : R-3748-2010, HQD-2, Document 1, tableau 9, Page 29

Les solutions envisagées comprennent notamment le raccordement de la centrale de Clova, de la Romaine, et possiblement de Cap-aux-Meules en combinaison avec un projet JED, cette dernière représentant la plus grande des réductions, soit 62 % de l'ensemble des réductions envisagées.

Le GRAME est en faveur des scénarios envisagés.

1.4 Comptabilisation des réductions des émissions de gaz à effet de serre

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention**,** le GRAME souhaite s'assurer que le Distributeur comptabilise la réduction des émissions de GES résultant du déploiement du PGEÉ en réseau autonome. Le GRAME évaluera également s'il existe un potentiel de récupération de la valeur monétaire sur les bourses du carbone.

> « ***5.2.4. Réduction potentielle des émissions***
>
> *(...) On peut évaluer que l'ensemble des projets, théoriquement réalisables ou en voie de réalisation, pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO_2 de l'ordre de 173 056 tonnes par an, soit une réduction de 85 %. (...)*
>
> *Dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, sur la base des projets alors envisagées et des données réelles d'émissions de 2005, la réduction estimée était de l'ordre de 41 000 tonnes de CO_2 ou 21 % des émissions totales.* »
>
> Référence : HQD-2, doc.1, section 5.2.4, p. 43

Le GRAME souhaitait s'assurer que le Distributeur comptabilise la réduction des émissions de GES résultant du déploiement du PGEÉ en réseau autonome. En effet, selon la preuve du Distributeur, le potentiel de réduction des émissions de CO2 est en nette progression par rapport aux estimations de 2005. L'analyse déposée par le Distributeur sur les attributs environnementaux concernant les faibles opportunités d'accréditation (RECs) n'identifie pas le potentiel d'un point de vue monétaire, des opportunités d'accréditation sur le marché du crédit de carbone.

Le Distributeur nous précise ne pas vouloir entreprendre de validation des réductions d'émissions de CO2 équivalents, puisque d'une part (1) les prix du marché ne sont pas assez élevés, (2) il n'existe pas de marché réglementé au Québec, (3) le système de plafonnement et d'échange n'est pas encore défini, (4) ils ne pourraient être vendus que sur le marché volontaire, moins lucratif et finalement (5) le Distributeur doit considérer l'option de conserver ces crédits éventuels.

Pour vendre des crédits de qualité sur le marché, il faut que ceux-ci soient calculés selon des méthodes reconnues. Ils doivent également être validés et vérifiés par une tierce partie. Ces étapes peuvent coûter plusieurs dizaines de milliers de dollars. Pour que l'opération soit potentiellement rentable, il faudrait que le prix du marché soit assez élevé.

Il n'existe pas encore de marché réglementé du carbone au Québec. Le gouvernement n'a pas encore défini le futur système de plafonnement et d'échange.

Le Distributeur ne peut confirmer actuellement que les éventuels crédits relatifs à ses centrales diesel pourraient être vendus dans le système de plafonnement et d'échange. S'ils ne peuvent être vendus sur ce marché, ils ne pourront être vendus que sur le marché volontaire, beaucoup moins lucratif. De plus, le Distributeur doit aussi considérer l'option de conserver ces crédits pour éventuellement compenser les émissions de ses centrales qui seraient assujetties au système de plafonnement et d'échange.

Référence : HQD-4, Document 5.1, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Q 5.4.1, page 7

Le GRAME trouve intéressante la dernière alternative, soit celle de considérer l'option de conserver ces crédits éventuels et demande à ce qu'une méthode de calcul soit mise en place et identifiée, avant que l'ensemble des projets JED ne voit le jour.

Une telle méthode doit être prévue avant le début des travaux JED, pour qu'une tierce partie mesure les émissions de CO2 avant le projet et celles après le projet.

La méthode élaborée pourra servir pour l'ensemble des centrales diesel qui feront l'objet d'un projet JED. Si on en croit le tableau 9, le Distributeur envisage ce scénario pour l'ensemble des centrales du Nunavik.

1.5 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET NOUVELLES TECHNOLOGIES EN RÉSEAU AUTONOME

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que soient développés des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur.

> «*Le Distributeur a collaboré avec la firme RSW dans le cadre d'un projet pilote sur les hydroliennes. En première mondiale, la firme a installé en 2010 une hydrolienne de 250 kW*[20] *dans les eaux du fleuve Saint-Laurent à Montréal. La prochaine étape consiste à identifier un site au Nunavik où, en fonction des résultats du projet pilote, cette technologie pourrait être testée dans les conditions extrêmes du Grand Nord québécois.*
>
> Note de bas de page no 20 : À l'origine, deux prototypes d'hydrolienne de 250 kW étaient prévus. »
>
> Référence : R-3748-2010, HQD-2, document 1, sections 5.2, p.27

En ce moment, le Distributeur identifie deux options, la réalisation d'un projet pilote d'hydroliennes dans les eaux du fleuve St-Laurent, dont les résultats seront connus à l'été 2013, et si ces résultats sont concluants, l'étude du potentiel d'une telle technologie au Nunavik.

> *De plus, dans tous les projets, le Distributeur évalue la perspective et, selon le cas, s'associe avec des tierces parties dans l'élaboration et la mise en oeuvre de projets d'efficacité énergétique, d'intégration de technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur.*
>
> Référence : R-3748-2010, HQD-2, document 1, sections 5.2, p.23

Au dossier R-3648-2007, le Distributeur avait déposé le rapport préparé par le Centre Hélios portant sur les énergies renouvelables concernant également les « *technologies alternatives à l'usage unique du diesel en réseaux autonomes* ».

Nous reprenons ici les principales conclusions du rapport du Centre Hélios afin de soutenir notre recommandation principale, soit celle de préparer un balisage des projets d'efficacité énergétique pouvant être reconnus à titre de fourniture d'électricité, selon notre interprétation de l'article 74.1, al. 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Principales conclusions du rapport - Les énergies renouvelables du Centre Hélios

Selon l'étude de BBA, les technologies les plus prometteuses pour les réseaux autonomes du Québec sont le jumelage éolien-diesel, la géothermie, ainsi que le chauffage urbain. Aussi, de façon complémentaire, BBA rappelle l'importance de l'efficacité énergétique, mentionnant que l'énergie la moins coûteuse demeure celle qui est économisée.

- *Du point de vue d'HELIOS, l'éolien de haute pénétration est également perçu comme une solution intéressante.*
- *L'évaluation de projets de jumelage éolien-diesel est décrite comme un incontournable étant donné la stratégie énergétique du gouvernement du Québec.*
- *Aussi et de manière similaire à BBA, le chauffage urbain centralisé est une technologie considérée prometteuse et qui, précise HELIOS, pourrait possiblement tirer avantage d'une cogénération à partir de granules de bois, d'incinération de déchets et/ou de concentrateurs solaires.*
- *À ce sujet, HELIOS mentionne que le Groenland possède une expérience importante en chauffage urbain et en cogénération qui pourrait être mise à profit des développements des réseaux autonomes au Québec (d'ailleurs, en 2000, le Groenland produisait près de 250MWh à partir de la combustion fossile). [11]*
- *Enfin, HELIOS juge également prometteuses d'autres technologies, dont la petite hydraulique, les microturbines à gaz décentralisées et la production d'énergie à partir de l'hydrocinétique (lorsqu'elle atteindra sa maturité). Il est toutefois spécifié que les scénarios de petites centrales hydrauliques doivent être envisagés selon une approche au cas par cas, tenant compte des caractéristiques et particularités des sites ainsi que des intérêts des communautés.*

Référence : R-3648-2007, B-14 HQD-3-1, annexe 2, Les énergies renouvelables Page 40 (nos surlignés)

Les grands axes retenus par le centre Hélios sont :

1. les projets d'efficacité énergétique ;
2. la géothermie ;
3. le chauffage urbain ;
4. le jumelage éolien-diesel et

5. les autres technologies, dont la petite hydraulique, les microturbines à gaz décentralisées et la production d'énergie à partir de l'hydrocinétique.

Nous constatons que le Distributeur tente d'abord la solution du jumelage éolien-diesel, tout en misant dans une moindre mesure sur les programmes commerciaux (PUEÉ) et les programmes du PGEÉ, la petite hydraulique, et même l'hydroéolienne.

Reste à explorer le chauffage urbain et la géothermie, qui pourraient être reconnus au titre de fourniture d'approvisionnement selon l'alinéa 2 de l'article 74.1 de la *Loi de la Régie de l'énergie*. En effet, la procédure d'appel d'offres et d'octroi du Distributeur doit « *2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement* ***de même qu'à des projets d'efficacité énergétiqu****e* ».

Des projets de chauffage urbain et de géothermie sont des projets d'efficacité énergétique, même s'ils ne réduisent pas le besoin de chauffage, ils permettent de réduire l'utilisation de combustibles pour rencontrer cette demande.

Par conséquent, tel que mentionné précédemment à la section 1.1 du présent rapport, il serait souhaitable que le Distributeur débute une étude de marché permettant de cibler les promoteurs (fournisseurs d'électricité) potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseaux autonomes.

1.6 Réseau de Schefferville et programme de réduction de la demande

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Menihek soit privilégiée à Schefferville et que le Distributeur considère un programme de réduction de la demande pour retarder l'augmentation de la capacité de production à Schefferville.

Cependant, l'option privilégiée par le Distributeur est une centrale thermique de réserve en cas d'urgence. Le Distributeur a également mis de côté les mesures de gestion de la demande, telles que les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible pour des raisons économiques et le manque de potentiel.

> *À la demande de la Régie, l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Menihek a été envisagée. Cette option s'avère toutefois moins économique qu'une solution thermique de relève.*
>
> *Une centrale thermique de réserve qui fonctionnera qu'en cas d'urgence seulement est donc prévue. Par ailleurs, le Distributeur a également considéré diverses mesures visant la réduction de la demande de pointe, telles que les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder l'augmentation de puissance.*
>
> *Tel que spécifié dans le dossier tarifaire 2011-2012 du Distributeur, aucune des pistes envisagées n'a montré un potentiel suffisant pour contribuer significativement aux besoins en puissance.*
>
> Référence : HQD-2, document 1, section 6.6.4, page 43

Le Distributeur nous précise ne pas avoir de rapport d'analyse des mesures explorées et que dans le cas du potentiel interruptible, il n'y aurait pas de clients et dans le cas des accumulateurs thermiques, l'espace serait une contrainte. **Nous avons l'impression que le Distributeur a choisi la solution la moins contraignante et la plus facile, sans considération pour la croissance de la demande dans une vision de développement durable de long terme de cette région et de l'inévitable augmentation du prix des carburants.**

2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2010-022 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RA

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique qui peuvent être rentables aient été envisagées et que la performance du PGEÉ en réseaux autonomes permette de rencontrer le potentiel technico-économique identifié au dossier R-3584-2005.

Recherche de solutions liées à des mesures de gestion en Réseau autonome

Il est certain que la recherche de solutions liées à des mesures de gestion de la consommation demande plus d'investissement en temps et de créativité que de construire une centrale thermique d'urgence pour la pointe, comme le laisse entendre la réponse, reproduite ci-dessous, du Distributeur :

> **Question 5.6.1** Le Distributeur mentionne avoir considéré diverses mesures visant la réduction de la demande de pointe, telles les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder l'augmentation de puissance, veuillez déposer les résultats de ces analyses de potentiel.
>
> ***Le Distributeur n'a pas de rapport d'analyse de potentiel. La citation en référence signifie qu'il a écarté le recours aux mesures de réduction de la demande de pointe à Schefferville, telles les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, ces dernières ne pouvant être implantées adéquatement, faute de clients potentiels répondant au profil de consommation recherché et en raison d'autres contraintes de nature technique (p. ex. : aucun espace disponible pour les accumulateurs).***
>
> Référence : HQD-4, Document 5.1, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Q 5.6.1, page 10

Le GRAME demande à ce que d'autres options soient envisagées, comme l'accélération du projet LAD dans l'ensemble des réseaux autonomes, avec la mise en place d'options additionnelles, telles que le contrôle direct ou automatique de certains appareils (chauffe-eau, climatisation), le système de gestion de la consommation, le dispositif d'appel à la maîtrise de la consommation d'électricité, exploré en Bretagne, de même que la communication interactive avec les citoyens.

Balisage d'options additionnelles de gestion de la demande de pointe

Outils utilisés par ***Efficiency Vermont*** :

Le programme *Geographic targeting* identifie des zones géographiques pour faire des interventions ciblées de réduction de la demande de pointe. Ce programme a été instauré en 2007 et connaît un vif succès. Pour la période 2009-2011, 73 000 résidences et commerces du Vermont ont été ciblés.

> «*Efficiency Vermont's goal is to substantially reduce peak electric demand in the targeted areas. This will help to avoid or defer the building of additional power lines and power plants. Geographic Targeting will help keep electric costs down and maintain system reliability*.
>
> (…)
>
> *Efficiency Vermont will provide various services and incentives focused on reducing peak electric demand and directed toward 73,000 Vermont businesses and residences in the targeted territories.* »
>
> Source : Brochure du programme Geographic targeting
> http://efficiencyvermont.com/stella/filelib/2009GTBrochureFINAL2-09.pdf

En ciblant des secteurs, les résultats ont dépassé les attentes :

> «*Early results through 2008 indicate that the Geographic Targeting efforts have reduced peak demands faster in the targeted areas than had been previously achieved through broadly dispersed energy efficiency services.»*
>
> Source : Geographic Targeting, Frequently Asked Questions, p.2, http://www.efficiencyvermont.com/EVT/docs/about_efficiency_vermont/initiatives/2009_GT_External_FAQs.pdf p.2

Outils utilisés en **Californie** :

La firme de consultants *Global Energy Partners, LLC*, résumait en 2009 les différentes actions qui existent en Californie pour mieux gérer la demande de pointe :

> **Types of Demand Response Programs Currently in California :**
>
> • Direct Control programs
>
> – Direct load control with switch (e.g., air conditioners, water heaters, etc.)
> – Direct load control with automated controls (e.g., PCTs, energy management control systems)
>
> • Price Response programs

– Critical peak pricing (“CPP”)/peak time pricing (“PDP”)
– Peak time rebates
– Demand bidding/peak choice
– Real-time pricing
– Contracts with curtailment service providers

• Emergency/Reliability programs

– Interruptible/BIP
– Optional binding mandatory curtailment
– Cal ISO ancillary services

Source : http://www.observatoire-energies-entreprises.fr/wp-content/uploads/2009/06/managing-electrical-demand-through-difficult-periods_-californiae28099s-experience-with-demand-response-greg-wikler-presentation-to-edf.pdf

Outils utilisés en **Bretagne** :

Programme ÉcoWatt : Axé sur les outils de communication interactifs

La démarche EcoWatt a pour objectif d’inciter les bretons (particuliers, collectivités, entreprises, associations, scolaires) à modérer leur consommation en électricité, en particulier en hiver, aux périodes de pointe, le matin et entre 18 heures et 20 heures.

➢ **Un dispositif d’appel à la maîtrise de la consommation d’électricité**

La région Bretagne, qui ne produit que 8 % de l’électricité qu’elle consomme, est une véritable péninsule électrique. Outre les actions visant à inciter au développement des énergies renouvelables, à mettre en œuvre un appoint de production locale et à renforcer le réseau de transport d’électricité, la maîtrise de la demande en énergie constitue un objectif essentiel pour la région Bretagne.

La démarche « EcoWatt Bretagne, le bon geste énergie » a été initiée en novembre 2008 par RTE, en partenariat avec la Préfecture de Région Bretagne, le Conseil régional de Bretagne, l’ADEME et ERDF. Elle vise à sensibiliser la population bretonne aux problématiques d’alimentation électrique du territoire et à l’inciter à pratiquer les bons gestes énergie pour une plus grande maîtrise de la consommation d’électricité.

- **Une démarche interactive : www.ecowatt-bretagne.fr**

  Cette opération originale, s'articule autour d'une campagne de communication interactive. Elle repose sur le site www.ecowatt-bretagne.fr, qui déclenche des « alertes », dans l'esprit des journées vertes, oranges ou rouges de Bison Futé, à destination des bretons qui se sont inscrits. Ce dispositif d'appel à la modération de la consommation d'électricité est donc basé sur la mobilisation citoyenne et l'utilisation des moyens modernes de transmissions rapides pour l'envoi des alertes (mails, SMS notamment).

- **Une opération reconduite pour l'hiver 2010-2011**

  Fort du contexte électrique breton toujours fragile et de la mobilisation des éco-citoyens bretons, la démarche EcoWatt, mise en place en novembre 2008, est reconduite pour l'hiver 2010-2011. Les consommateurs – particuliers, mais aussi entreprises et collectivités locales – sont de nouveau invités à se mobiliser en faveur de la maîtrise de la consommation d'électricité, à partir de novembre 2010.

  La démarche EcoWatt s'inscrit dans le cadre du pacte électrique breton. Elle fait partie des actions de Maîtrise de la Demande en Energie mises en œuvre pour répondre aux problématiques spécifiques de pointes de consommation.

  Source : http://www.ecowatt-bretagne.fr/pourquoi-ecowatt-bretagne/index.php

Outils utilisés en **Australie** :

Pour les climatiseurs (dispositifs d'effacement pour la climatisation)

1. Driving national adoption of "smart appliances"

South Australia will continue to support, where cost-effective, the inclusion of interfaces in all new air conditioners to make them 'smart appliances' capable of being directly controlled during peak periods, where end-users have subscribed to such a program.

A key step will be championing the national proposal, through the Ministerial Council on Energy, for demand-response equipment being included in the manufacture of all new air conditioners, water heaters (electric, solar-electric and heat pumps), pool pumps and electric vehicles.

Source : Government of South Australia - Department for Transport, Energy and Infrastructure
http://www.energy.sa.gov.au/government_programs/energy_efficiency_requirements_for_air_conditioners/measures_to_better_manage_south_australias_air_conditioner_energy_use

Gestion de la consommation et tarification

De même, une offre de tarification différenciée dans le temps calibrée pour permettre la réduction de la pointe devrait être envisagée.

Avec les travaux préparatoires du projet de lecture à distance (ci-après, « le projet LAD ») en cours et le potentiel d'ajout de fonctions de gestion de la consommation, d'option de tarification dynamique et de gestion de la pointe en temps réel, l'intégration de tels potentiels devrait être sérieusement considérée dès la mise en place des compteurs avancés, ou via une échéance la plus rapprochée possible en tenant compte des difficultés techniques, particulièrement pour les cas nécessitant l'ajout de puissance pour les besoins de la pointe en RA.

Compte tenu des déficits récurrents des réseaux autonomes, le projet LAD devrait être installé prioritairement dans ces réseaux.

Référence : Présentation du 30 mars 2011, Travaux préparatoires du projet Lecture à distance, Demande : R-3723-2010 Suivi de la décision D-2010-078,, Séance d'information – État d'avancement des travaux préparatoires LAD, acétate 5.

Le GRAME note l'intérêt de la Régie pour l'utilisation de moyens pour *augmenter le taux d'adhésion au mazout pour le chauffage des locaux aux Îles-de-la-Madeleine,* par *l'introduction d'un tarif adapté, visant à rendre le chauffage électrique moins attrayant et qui reflèterait les coûts marginaux de production d'électricité par groupe électrogène diesel.*

Le Distributeur s'appuie sur l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* pour conclure que « *l'introduction d'un tarif adapté n'a donc pas été envisagée »***.** Cependant, le GRAME est d'avis que tout comme le tarif bi-énergie est offert afin de réduire la demande en pointe, rien n'empêche le Distributeur d'offrir un tel tarif bi-énergie volontaire et adapté, afin de réduire l'impact de la pointe sur ses besoins d'ajout de puissance en réseau autonome. Le calibrage d'un tel tarif devrait faire en sorte qu'il soit suffisamment avantageux pour la clientèle afin de rendre le chauffage électrique moins attrayant.

Pour la clientèle plus difficile à convaincre, l'offre d'une tarification différenciée dans le temps pourrait être une mesure à envisager afin de réduire la pression de la demande sur la pointe. L'utilisation d'une tarification, dont la pointe et la hors pointe seraient plus différenciées que celle des tarifs expérimentaux réso et réso + offerts à la clientèle en réseau intégré lors du projet pilote Heure juste, permettrait un déplacement de la pointe et donc une réduction de la pression de la demande sur celle-ci. L'objectif étant de retarder l'augmentation de l'offre de fourniture d'électricité et de chercher d'autres solutions, comme l'amélioration de l'enveloppe des bâtiments et de toute autre mesure d'efficacité énergétique. Comme il s'agit de gagner du temps et de repousser l'ajout de nouveaux équipements, la recherche de fournisseurs d'énergie liée à des **projets d'efficacité énergétique** et le développement de partenariats locaux pourront être faits.

L'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie stipule que « la tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle ». Comme les Îles-de-la-Madeleine se situent au sud du 53e parallèle, l'introduction d'un tarif adapté n'a donc pas été envisagée.

Référence : Réponse à la question 32.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1 Page 7

Une telle offre de tarification différenciée devrait idéalement être obligatoire en RA pour justifier les investissements requis, même si elle devrait être calibrée pour ne pas désavantager cette clientèle visée, par rapport à celle de l'ensemble du réseau de distribution d'électricité. Cependant, les résultats doivent être au rendez-vous.

Une offre plus agressive pour les programmes du PGEÉ serait également nécessaire. Une bonification des programmes du PGEÉ particulièrement pour l'enveloppe thermique des bâtiments pourrait être envisagée pour tenir compte par exemple du coût évité de la construction d'une nouvelle centrale thermique, donc du coût à la marge de l'énergie

<u>Programmes d'efficacité énergétique en réseau autonome</u>

Dès le dossier R-3644-2007, le Distributeur nous confirmait que « .. *les programmes visant spécifiquement les réseaux autonomes (excluant le tronc commun) ont un impact à la baisse sur les tarifs sur l'ensemble des années de la période 2008 à 2016.* » Le GRAME demandait également au Distributeur de séparer cet impact de ceux du réseau intégré, ce qu'il nous fournissait.

En effet, il ne faut pas oublier que les programmes d'économies d'énergie en réseaux autonomes ont un impact à la baisse sur les revenus requis du Distributeur. À cet égard, au dossier R-3644-2007, le Distributeur nous fournissait un tableau représentant l'impact à la baisse résultant des programmes d'économies d'énergie en réseaux autonomes. À l'horizon 2016, l'impact à la baisse, combiné pour les marchés résidentiel et affaires du Distributeur en réseaux autonomes ainsi que pour le tronc commun, était de 181 K$.

Tableau R-7.17

PROGRAMMES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DES RÉSEAUX AUTONOMES
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR (k$ COURANTS)

Sous-total – Marché Résidentiel	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	42	202	192	183	175	167	159	151	143
Coûts évités par le Distributeur	-233	-476	-485	-495	-505	-515	-422	-325	-332
Coûts d'exploitation supplémentaires	-38	-79	-77	-73	-72	-72	-59	-46	-47
Pertes de revenus	94	188	188	188	188	188	138	89	89
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-135	-165	-182	-197	-214	-232	-184	-132	-147

Sous-total – Marché Affaires	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	11	52	49,8	47,4	45,3	43,2	41,2	39,1	37,1
Coûts évités par le Distributeur	-64	-130	-132,2	-134,9	-137,6	-140,3	-143,1	-146,0	-148,9
Coûts d'exploitation supplémentaires	-9	-19	-18,9	-18,3	-17,8	-17,9	-18,3	-18,8	-19,5
Pertes de revenus	22	44	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-35,3	-51,6	-56,8	-61,2	-65,5	-70,5	-75,8	-81,2	-86,8

COMPLÉMENT (TRONC COMMUN)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	15,6	74,3	70,9	67,5	64,6	61,6	58,7	55,8	52,8
Coûts évités par le Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts d'exploitation supplémentaires	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pertes de revenus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact sur les revenus requis du Distributeur	15,6	74,3	70,9	67,5	64,6	61,6	58,7	55,8	52,8

GRAND TOTAL (Mesures et Tronc commun)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	69	328	313	298	285	272	259	246	233
Coûts évités par le Distributeur	-297	-605	-617	-630	-642	-655	-565	-471	-481
Coûts d'exploitation supplémentaires	-47	-97	-96	-92	-90	-90	-78	-65	-67
Pertes de revenus	116	232	232	232	232	232	183	133	133
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-159	-142	-168	-191	-215	-240	-201	-157	-181

Référence : Dossier R-3644-2007, Réponse R-7.17 à la DDR no1 du GRAME, HQD-15, P. 33 et 34.

Performance du PGEÉ en réseaux autonomes

Comme le mentionne le Distributeur, « *la performance du PGEÉ en réseaux autonomes peut être évaluée par le potentiel exploitable sur une base commerciale atteint par les programmes*. »

> *Selon l'évaluation de 2005, le potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies d'électricité sur un horizon de cinq ans est estimé à 58,3 GWh sur 139,5 GWh équivalents*.
>
> Référence : R-3748-2010, HQD-2, Document 1 Page 14

À la lecture de la preuve du Distributeur, il ne semble pas y avoir d'effort entrepris pour atteindre une partie raisonnable du potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies d'électricité sur un horizon de cinq ans, qui avait été estimé à 58,3 GWh, sur 139,5 GWh et ce dès le dossier R-3584-2005. Or nous sommes en 2011 et seulement 6,9 GWh, soit 30 % de 23,0 GWh (ou de 20 GWh), serait atteint en 2010, sur un potentiel technico-économique de 58,3 GWh, ce qui fait 11 % de ce potentiel sur 5 ans.

> *À l'horizon 2010, on estime que les programmes actuels d'utilisation efficace de l'énergie permettraient de réduire la demande d'électricité d'environ 40 GWh, tandis que la tarification dissuasive réduirait la demande d'environ 150 GWh*.
>
> Référence : R-3584-2005, Section 2.1 de la pièce HQD-1, document 2, page 7

Il ne faut pas oublier que cette évaluation a été réalisée pour un horizon de 5 ans, étant cumulative sur cette période et non sur une période de 10 ans. Une étude d'expertise du potentiel sur 10 ans aurait été différente.

Compte tenu de la faible performance du PGEÉ en réseaux autonomes, le GRAME est d'avis qu'une nouvelle étude doit être réalisée pour tenir compte des nouvelles technologies disponibles en 2011. Cette étude devrait être déposée lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement.

> *Le tableau qui suit présente les principaux résultats du PTÉ par marché et par usage. Le potentiel total est évalué à 139,5 GWh équivalents, dont 58,3 GWh pour les économies d'électricité.*
>
> Référence : R-3584-2005, Section 2.1 de la pièce HQD-1, document 2, page 7

TABLEAU 2.2
POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES - SOMMAIRE

Marché	Source d'énergie	PTÉ 5 ans (GWh éq.)	PTÉ par usage (GWh éq.)	Principales mesures
Résidentiel	Électricité	30,4 GWh	Chauffage des locaux : 13,5 Chauffage de l'eau : 1,1 Électroménagers : 4,5 Éclairage : 10,4 Climatisation : 0,1 Piscines : 0,9	Chauffage des locaux : Pompes à chaleur géothermique, isolation des sous-sols et abaissement de la température Électroménagers : Laveuses efficaces et élimination du second réfrigérateur Éclairage : Luminaire «Fluo compact» et éclairage extérieur
	Mazout	32,6 GWh éq.	Chauffage des locaux : 25,9 Chauffage de l'eau : 6,7	Chauffage des locaux : Abaissement de la température, isolation des sous-sols et réduction des infiltrations Chauffage de l'eau : Chauffe-eau solaire
CI	Électricité	24,1 GWh	Chauffage des locaux : 6,0 Chauffage de l'eau : 0,4 Force motrice : 4,8 Éclairage : 12,6 Climatisation : 0,3	Chauffage des locaux : Contrôle de l'air neuf, récupérateur de chaleur et gestion optimisée Force motrice et réfrigération : Efficacité du système de ventilation et comptoirs à haute efficacité (alimentation) Éclairage : Optimisation de la conception et remplacement des incandescents par des super T8
	Mazout	48,6 GWh éq.	Chauffage des locaux : 47,2 Chauffage de l'eau : 1,4	Chauffage des locaux : Système de gestion de l'énergie (plusieurs mesures), rendement des chaudières et fournaises, isolation
Industriel	Électricité	3,8 GWh	Force motrice : 1,8 Éclairage : 0,9 Chauffage : 0,4 Autres : 0,7	Force motrice : Rendement des moteurs, entraînements à fréquence variable, contrôles Éclairage : T5, super T8 et fluorescent compact. Contrôle centralisé
Total	Électricité	58,3 GWh		
	Mazout	81,2 GWh équivalents		
	Grand total	139,5 GWh équivalents		

Note : Le total peut être différent de la somme des données en raison des arrondis.

Référence : Section 2.1 de la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-3584-2005, page 8

Cependant, le Distributeur maintient que seulement 23 GWh constituent le potentiel d'économies d'électricité exploitable sur une base commerciale, dont 2,5 GWh visent l'enveloppe thermique des bâtiments, de la responsabilité de l'Agence de l'efficacité énergétique. Rappelons que l'Agence n'a toujours pas livré le programme Novoclimat en région nordique.

Le Distributeur vise à atteindre seulement 27 % du potentiel technico-économique identifié au dossier R-3584-2005 (calculé sur un horizon de cinq ans), avec l'aide de l'Agence, et ce à l'horizon 2015, donc après 10 ans.

Compte tenu des différentes barrières de marché, le Distributeur estime que le potentiel d'économies d'électricité exploitable sur une base commerciale serait de 23,0 GWh. Les mesures relatives à l'enveloppe thermique des bâtiments représentent 2,5 GWh de ce potentiel. Puisque ces mesures sont sous la responsabilité de l'Agence de l'efficacité énergétique, la performance du Distributeur doit s'établir en fonction d'un potentiel de 20,5 GWh.

Les résultats anticipés du PGEÉ en réseaux autonomes montrent que 30 % du potentiel exploitable sur une base commerciale en économies d'électricité sera atteint en 2010 et, qu'en 2015, près de 70 % sera atteint.

Référence : R-3748-2010, HQD-2, Document 1, Page 14

Encore une fois, le GRAME demande la mise en place d'une bonification aux programmes existants du PGEÉ, basée sur le coût évité en réseaux autonomes, incluant le coût évité pour la compensation au mazout.

Rappelons que la Régie l'a plusieurs fois demandé au Distributeur, soit notamment dans ses décisions D-2007-12 et D-2006-56.

La Régie demande au Distributeur d'élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un mécanisme de calcul de bonification plus précis qui tiendra compte du coût évité de chaque région, et non d'un ensemble de régions, ainsi que des caractéristiques climatiques de chacune d'elles dans le cas des mesures visant le chauffage des locaux.

Référence : Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, page 16

Étant donné que l'adaptation du PGEÉ aux réseaux autonomes entraîne une bonification de l'aide financière accordée, la Régie demandait au Distributeur, dans la décision D-2006-56, d'élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un mécanisme précis de calcul de bonification qui tiendrait compte, entre autres, du coût évité pour chaque région.

La Régie approuve, pour l'année en cours, les bonifications de l'aide financière des programmes destinés aux réseaux autonomes, bien que la justification de ces dernières soit surtout qualitative. Elle demande cependant au Distributeur de déposer, dans le cadre de la demande de budget 2008 du PGEÉ, un mécanisme de calcul quantitatif plus élaboré aux fins d'établissement de cette bonification. Ce mécanisme doit notamment tenir compte des coûts évités associés au prix du mazout et des coûts évités résultant de la tarification dissuasive appliquée au nord du 53e parallèle, ainsi que de toute autre considération jugée à propos par le Distributeur

Référence : Dossier R-3610-2006, Décision D-2007-12, Pages 105 et 106

Rappelons que le GRAME avait proposé au dossier R-3610-2006, un mécanisme de calcul de bonification soit de calcul quantitatif plus élaboré.

Mécanisme de calcul de bonification

Le GRAME soutient qu'un mécanisme de calcul des bonifications respectant le seuil de rentabilité doit être déposé devant la Régie et les intervenants, les calculs doivent être faits et inclure, notamment, les points suivants :

1. *Les coûts évités par la mesure de compensation de 30 %, soit celle décrite au dossier R-3584-2005 par le Distributeur ;*

2. *Les coûts évités des économies d'énergie réalisées par les programmes du PGEÉ en RA, compte tenu, notamment du coût évité du prix du mazout ; et*

3. *Les coûts évités résultants de la tarification dissuasive appliquée au nord du 53ième parallèle en RA.*

Référence : Preuve du GRAME, R-3610-2006, C-8-12 GRAME, page 24

Une solution doit être trouvée pour contrer la faible performance du PGEÉ. Une vision claire de l'impact à la baisse sur le revenu requis de l'ajout de bonifications aux programmes doit être validée puis mise en place rapidement.

L'ensemble de la clientèle du réseau intégré, de même que celle des réseaux autonomes, ont avantage à ce que le PGEÉ en réseau autonomes soit plus performant.

Pour ce qui est du réseau du Nunavik, le Distributeur mise sur l'implication des communautés locales, dont le comité Nunavik. Puisque la performance du PGEÉ est faible en réseau autonome, le GRAME demande que soit déposé, au prochain

dossier tarifaire, une analyse complète de l'état d'avancement du PGEÉ, par réseau et par programme.

3. PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN RÉSEAUX AUTONOMES

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que les programmes commerciaux PUEÉRA sont équitables entre chacun des réseaux et qu'ils permettent la réduction de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau.

> «***Performance des PUEÉ***
>
> *Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout. Les constats sont les mêmes pour le PUEÉ - Anticosti.*
>
> *(...)*
>
> *Pour ce qui est du réseau de La Romaine, cette communauté n'a jamais été réceptive à l'utilisation du mazout comme mode de chauffage, malgré l'existence d'un PUEÉ économiquement rentable pour les clients. Le Distributeur considère donc qu'il n'y a pas de possibilité d'implanter cette mesure.* »
>
> Référence : HQD-2, document 1, section 3.3, p. 12 et 13

Le coût de l'énergie, soit du mazout en région, fait en sorte que l'avantage économique de rester au chauffage TAÉ est considérable. Les solutions ne sont pas nombreuses, il faudra peut-être envisager une nouvelle approche de la tarification dans ces régions.

Une autre approche serait de faire ressortir les avantages du point de vue du confort de l'utilisation d'un chauffage d'appoint au propane, comme un foyer au propane. La subvention de tels appareils pourrait peut-être susciter un certain enthousiasme chez la clientèle résidentielle. Donc, miser sur une campagne de promotion axée sur le confort.

Comme le souligne le Distributeur, en réponse à une demande du GRAME, les facteurs de refus sont principalement le coût de l'énergie, les besoins d'entretien et l'espace requis . Outre les problèmes disponibilité de la ressource (propane ou bois) et l'absence d'agent livreur d'appareils, par exemple de foyers d'appoint au gaz propane, cette avenue aurait avantage à être envisagée dans les réseaux non assujettis à la tarification dynamique**.**

> Question 6.2 Quelles sont les principales raisons de refus qui sont évoquées ? Pouvez-vous préciser s'il y a des différences par marché, aux Îles-de-la-Madeleine et dans la communauté de La Romaine ?

Les facteurs de refus peuvent être différents d'un client à l'autre, mais il s'agit principalement des coûts de l'énergie, des besoins en entretien, de l'espace requis et du bruit.

De plus, en communauté autochtone, l'acceptation du chauffage au mazout est souvent une décision centralisée au niveau du conseil de bande.

Référence : HQD-4, Document 5.1, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 6.2, page 12

Les composantes des PUEÉRA

Le tableau suivant, tiré de la preuve du Distributeur, identifie les composantes en vigueur au 1er septembre 2010 des PUEÉRA, dont la compensation.

TABLEAU A-6.1
TARIFICATION ET PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE – EN VIGUEUR AU 1ER SEPTEMBRE 2010

Programmes d'utilisation efficace de l'énergie - Réseaux autonomes			Compensation [1]	Entretien et dépannage		Subvention			Tarif
Territoire	PUEE	Clientèle	%	Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion et agrandissement	Nouvelle construction	
IDLM	IDLM	Résidentiel	30 %	X	X	X	X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 380 000 kWh
		Affaires	Partiel						
Anticosti	Anticosti	Résidentiel	30 %	X	X	X	X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 380 000 kWh
		Affaires	30 %	X	X	X	X	X	
Basse-Côte-Nord [2]	La Romaine	Résidentiel	30 %				X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 380 000 kWh
		Affaires							
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel					X	X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 380 000 kWh
		Affaires							
	Opitciwan	Résidentiel	30 %	X [3]	X			X	TARIF NORMALISÉ sauf TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 380 000 kWh
		Affaires	30 %	X	X				
Nunavik	Cri	Résidentiel	30 %						TARIF DISSUASIF Résidentiel : 2e tranche Affaires : ≠ chauffage sinon tarif discuadif TARIF MA au-delà de 900 kW et au-delà 380 000 kWh
		Affaires							
	Makivik	Résidentiel	30 %	X	X				
		Affaires	30 % Propane	X	X				

NOTES:
(1) La compensation pour le prix du mazout varie en fonction des tarifs d'électricité.
(2) Aucun programme n'est disponible pour les clients du réseau Lac-Robertson / Schefferville.
(3) Inclut le ramonage.

Référence : R-3748-2010, pièce HQD-2, Document 2 Annexe 6, tableau A-6.1, Page 39

La compensation pour le mazout

Selon la note 1 en bas du tableau A-6.1 « Tarification et programmes d'utilisation efficace de l'énergie – en vigueur au 1er septembre 2010 », « *La compensation pour le prix du mazout varie en fonction des tarifs d'électricité »*.

Cependant, cet élément de variation de la compensation pour le prix du mazout en fonction des tarifs d'électricité a été abordé par le GRAME aux dossiers R-3584-2005, R-3610-2006, R-3648-2007 et R-3708-2009. Il est surprenant qu'encore une fois le tableau A-6.1 conserve la note 1 sans plus d'explications.

Le GRAME rappelle que le Distributeur avait affirmé au dossier R-3610-2006 que le « *rabais du mazout pour ces gens-là; ça s'applique entre autres aux Îles-de-la-Madeleine, mais ça ne s'applique pas entre autres au Nunavik puisqu'au Nunavik on n'a pas le droit de chauffer à l'électricité »***.**

> *« Les programmes commerciaux auxquels vous faites référence s'appliquent donc qu'aux endroits où les gens ont le droit de chauffer à l'électricité, et s'ils adhèrent à du chauffage au mazout, nous leur accordons une compensation pour faire en sorte que ça leur coûtera au moins trente pour cent (30 %) de moins que s'ils avaient chauffé à l'électricité. »*
>
> *« Il y a donc un prix de rabais du mazout pour ces gens-là; ça s'applique entre autres aux Îles-de-la-Madeleine, mais ça ne s'applique pas entre autres au Nunavik puisqu'au Nunavik on n'a pas le droit de chauffer à l'électricité. » ;*
>
> Référence : M. Roberge le 6 décembre 2006 dans son témoignage (Notes sténos, 6 décembre 2006, page 76, dossier R-3610-2006)

Le fait que la note au tableau A-6.1 persiste porte à croire que la tarification dissuasive est utilisée pour le calcul de la compensation de 30 % sur le territoire du Nunavik, ce qui limiterait fortement les remboursements offerts à ces populations et ce malgré le fait que le mécanisme de calcul, fourni par le Distributeur au GRAME au dossier R-3648-2007, démontrait le contraire.

En effet, selon la réponse fournie par le Distributeur, ce sont les tarifs d'électricité en vigueur au sud du *53e parallèle* qui sont utilisés pour appliquer la compensation.

> 16.7. Pour fins de compréhension, pourriez-vous nous fournir la méthode de calcul utilisée pour appliquer cette compensation et démontrer son application selon chacun des réseaux autonomes en fonction du tarif en vigueur ?
>
> *Le client assume les coûts en énergie ($/litre) correspondant à un montant plafond déterminé par la méthode suivante :*
>
> *1) L'avantage économique du chauffage au mazout par rapport au chauffage à l'électricité est de 30 %.*
>
> *2) Les tarifs d'électricité en vigueur (tarifs au sud du 53e parallèle) applicables selon la clientèle visée sont la 2e tranche pour les clients résidentiels et 1re tranche pour les clients affaires.*
>
> *3) La portion assumée par le client (1-30 %) est appliquée au tarif d'électricité.*
>
> *4) Le résultat obtenu (en cents par kWh) est converti en dollars par litre de mazout équivalent. La résultante est le prix plafond payé par le client.*
>
> *Le différentiel entre le prix réel de mazout (différent selon le territoire) et le prix plafond correspond au prix unitaire (en dollars par litre) de la compensation versée aux clients adhérents.*
>
> *La compensation versée aux clients adhérents est obtenue en multipliant le prix unitaire de la compensation (en dollars par litre) par le nombre de litres de mazout.*
>
> Référence : R-3648-2007, B-46, Réponse à la demande de renseignement No 1 du GRAME, HQD-3, Document 6, Page 39, R 16.7

Puisque le Distributeur fait référence dans sa preuve à la méthode de calcul du prix plafond payé par les clients résidentiels, calcul fourni au GRAME au dossier R-3648-2007, nous la reproduisons pour les besoins du dossier :

Tableau R-16.7
Illustration de la méthode de calcul du prix plafond payé par les clients résidentiels pour l'hiver 2007-2008

Ae (%)	T (¢/kWh)	(1-Ae) × T (¢/kWh)	VCm (kilojoules)	VCe (kilojoules)	Em (%)	F = VCm × Em / VCe	Prix plafond = (1-Ae) × T × F ($/litre éq.)
30	7,03	4,921	38 632	3 600	70	7,5118	36,97

où :
Ae : avantage économique accordé du chauffage au mazout par rapport au chauffage à l'électricité (en %)
T : tarif d'électricité en vigueur (en ¢/kWh)
VCm : valeur calorifique d'un litre de mazout no 2 (en kilojoules)
VCe : valeur calorifique d'un kilowattheure (en kilojoules)
Em : efficacité annuelle moyenne des systèmes de chauffage au mazout (en %)
F : facteur de conversion (VCm x Em / VCe)

Référence : R-3648-2007, HQD-3, Réponse à la demande de renseignement No 1 du GRAME, Document 6, Page 40, R 16.7

On constate dans ce calcul que le tarif d'électricité utilisé dans la méthode de calcul était de 7,03 cent/kWh en 2007. Au dossier R-3648-2007, le GRAME demandait de fournir un exemple de calcul d'une compensation versée de 30 % pour le réseau du Nunavik. Cependant, dans l'exemple fourni, au Nunavik, la clientèle ne se chauffe pas à l'électricité, donc si la facture était calculée avec un taux de 31,50 ¢ cents/kWh, au lieu de 7,03 cents/kWh, la facture de chauffage serait plutôt de l'ordre de 4 500 $ au lieu de 1 000$, donc le client verrait ses frais équivalents de chauffage être de l'ordre de 3 100 $. Tant que sa facture de mazout est inférieure à 3 100 $, il ne reçoit aucune compensation, alors que si le calcul est fait avec le tarif du réseau intégré, sa compensation serait plutôt de 2 400 $, dans le cas d'une facture de mazout de 3 100$.

La clientèle adhérente, où qu'elle soit, bénéficie d'une réduction de 30 % de frais de chauffage par rapport à un client chauffant à l'électricité. Par exemple, si la facture de chauffage d'un client à l'électricité était de 1 000 $, le client qui adhère à la compensation à 30 % voit ses frais équivalents de chauffage être de 700 $.

Référence : R-3648-2007, HQD-3, Réponse à la demande de renseignement No 1 du GRAME, Document 6, Page 37, R 16.4

Le court énoncé suivant porte à confusion puisqu'un client au Nunavik, s'il payait ses frais de chauffage au tarif dissuasif, se verrait compensé de 30 %, mais à partir d'une

marge supérieure. Il y a de fortes chances que cet effet de distorsion limite la compensation d'un tel client.

> *La clientèle résidentielle adhérente aux PUEÉ bénéficie d'une réduction de 30 % de ses frais de chauffage des locaux et de l'eau par rapport à un client utilisant l'électricité pour une consommation équivalente.*
>
> Référence : HQD-2, Document 1, section 3.3.1., page 12

D'ailleurs, le GRAME s'opposait au dossier R-3648-2007, par souci d'équité entre le nord et le sud, à ce que ce calcul tienne compte de la présence du tarif dissuasif au nord du 53ième parallèle. En effet, lorsque l'on compare les coûts évités entre les réseaux autonomes, on note déjà une grande iniquité dans le fait que seuls les réseaux au nord du 53ième parallèle se voient imposée une tarification dissuasive, alors que d'autres réseaux autonomes ont des coûts évités en 2010 de l'ordre de 32,86 cent/kWh pour le réseau de la Haute-Mauricie et de 39,79 à 58,19 cent/kWh, pour celui du Nunavik. Cependant, le cas du réseau de la Haute-Mauricie est en voie d'être solutionné par le raccordement du réseau de Wemotaci et le raccordement projeté de Clova. Reste pour ce réseau, Opitciwan, qui génère plus de 8 000 tonnes de CO2 par an. Pour ce qui est de la Romaine, le raccordement solutionne aussi cette iniquité de tarification entre ces réseaux.

Nous avons reproduit, ci-dessous, le tableau 2.2 de la pièce HQD-2, doc. 5, page 13, dossier R-3708-2009. Mais ces coûts devront être mis à jour pour tenir compte des modifications aux sources d'approvisionnement pour les réseaux de la Basse Côte-Nord et de la Haute-Mauricie, de même que pour tenir compte de l'évolution du prix des carburants. Les choix de raccordement ont été faits au bon moment et seront garants d'une réduction de la perte associée aux réseaux autonomes.

TABLEAU 2.2 : COMPARAISON AVEC LES COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ PAR RÉGION DU DOSSIER R-3677-2008 – ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH

RÉGION	R-3677-2008 COÛT ÉVITÉ ¢/KWH DE 2009	R-3708-2009 COÛT ÉVITÉ ¢/KWH DE 2010
ÎLES-DE-LA-MADELEINE	16,82	14,90
BASSE-CÔTE-NORD	51,64	32,69
HAUTE-MAURICIE	36,40	32,86
SCHEFFERVILLE	9,86	9,53
NUNAVIK	60,02	39,70 – 58,19

Référence : R-3708-2009, HQD-2, doc. 5, page 13

Même en tenant compte de l'article 52.1, al. 3 de la *Loi sur la Régie*, la différence entre les deux coûts évités ne justifie pas que le réseau de la Haute-Mauricie, qui est situé en dessous du 53e parallèle, s'il n'est pas raccordé, n'ait aucune mesure incitative basée sur le tarif D ou DM alors que celui du Nunavik en ait une de l'ordre de 31,50 ¢ le kilowattheure pour la tranche de consommation au-delà de 30 kilowattheures par jour.

Extrait

> ***52.1., al. 3*** *:La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle.*
>
> *2000, c. 22, a. 15; 2006, c. 46, a. 39.*

Pour ce qui est des tarifs généraux de petite et de moyenne puissance (Tarif G, G-9, M ou MA 7.4), le client « *…ne doit pas être utilisé pour le chauffage des locaux, ou de l'eau… »* . Si le client contrevient notamment à ces dispositions, « *…..toute l'énergie consommée est facturée à 69,46 ¢ le kilowattheure ».*

> *Si le client contrevient aux dispositions mentionnées à l'alinéa précédent, le Distributeur applique le tarif G, G-9, M ou MA, le cas échéant, à la redevance d'abonnement et à la puissance à facturer, et toute l'énergie consommée est facturée à 69,46 ¢ le kilowattheure.*
>
> Référence : R-3740-2010, pièce HQD-16, Document 3.1, En liasse, p. 113, TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR EN VIGUEUR LE 1ER AVRIL 2011

À cela s'ajouterait une deuxième iniquité, selon la note 1 du tableau A-6.1 venant du fait que le calcul de « *La compensation pour le prix du mazout varie en fonction des tarifs d'électricité ».*

Le GRAME demande à la Régie de s'assurer que cette note au tableau A-6.1 ne signifie pas que le calcul de la compensation est basé également sur la tarification dissuasive dans le cas du Nunavik.

Dans le cas où cette note signifie plutôt que le calcul est modifié lorsque les tarifs augmentent ou baissent, selon le revenu requis par le Distributeur, le GRAME demande à ce que cette note le précise. Le GRAME demande également que soit ajoutée une note en bas de page stipulant que le tarif utilisé est bien le tarif en vigueur au sud du 53e parallèle dans tous les cas, y compris le calcul de la compensation pour le réseau du Nunavik.

Bonification ou modification du PUEE

La preuve du Distributeur précise qu'une révision de l'approche commerciale est faite constamment *en vue de l'adapter au contexte particulier des réseaux autonomes et aux opportunités offertes en efficacité énergétique.* Cependant, nous n'avons pas constaté de

modification précise au PUEE depuis le dossier R-3584-2005, outre les efforts mentionnés ci-dessous, en offre *« ...d'un accompagnement de la clientèle et des détaillants, ainsi qu'une participation active des intervenants locaux dans la promotion des produits et la traduction d'outils de communication »*.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne en réponse aux demandes de la Régie concernant les moyens envisagés pour notamment repousser le besoin d'ajout de capacité à Cap-aux-Meules, la possibilité d'une bonification ou d'une modification du PUEÉ.

Le GRAME est en faveur de toute amélioration des PUEÉ même si, comme le souligne le Distributeur, « *toute intervention commerciale spécifique implique une augmentation des coûts de programmes. ».* Il ne faut pas perdre de vue que le coût évité en réseaux autonomes est très élevé, particulièrement dans les réseaux du Nunavik et de la Haute-Mauricie, comparativement aux Îles-de-la-Madeleine, alors que plus d'efforts sont faits par le Distributeur pour rejoindre la clientèle et trouver des solutions au chauffage à l'électricité dans ce dernier réseau.

Le GRAME a la nette impression pour le cas des PUEÉ que le Distributeur consacre plus d'efforts et d'intérêts aux réseaux des Îles-de-la-Madeleine et de Schefferville.

3.3.1. Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes

Les programmes d'économie d'énergie du Plan global en efficacité énergétique du Distributeur (PGEÉ) sont offerts à tous les clients, y compris ceux des réseaux autonomes. Ces programmes sont présentés à la Régie dans le cadre des demandes du Distributeur relatives à l'établissement des tarifs d'électricité. Depuis le dossier R-3584-2005, le Distributeur maintient ses orientations à court et à long termes telles que déposées dans le cadre de ses demandes budgétaires annuelles du PGEÉ. Afin de saisir toutes les opportunités, le Distributeur révise constamment son approche commerciale en vue de l'adapter au contexte particulier des réseaux autonomes et aux opportunités offertes en efficacité énergétique.

(..)

Les adaptations spécifiques peuvent prendre la forme d'un accompagnement de la clientèle et des détaillants, ainsi qu'une participation active des intervenants locaux dans la promotion des produits et la traduction d'outils de communication. Il faut préciser qu'en plus du prix des produits et services plus élevé, toute intervention commerciale spécifique implique une augmentation des coûts de programmes.

Référence : R-3748-2010, HQD-2, Document 1, section 3.3.1, Page 11

Cependant, le Distributeur envisage de bonifier ou d'apporter une modification au PUEE et mentionne que des évaluations sont en cours.

> 32.2 En fonction de votre réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur les mesures de mitigation et les moyens possibles envisagés par le Distributeur pour repousser au maximum le besoin d'un ajout de capacité à Cap-aux-Meules.
>
> *Le Distributeur étudie la possibilité d'une bonification ou d'une modification du PUEE (voir la réponse à la question 30.1). Les évaluations sont en cours, les résultats ne sont pas encore disponibles.*
>
> *Enfin, en dernier recours et en fonction des résultats prévus des mesures précédentes, le Distributeur pourrait installer des groupes électrogènes de secours afin de sécuriser l'approvisionnement jusqu'à l'installation d'un groupe de base.*
>
> Référence : R-3748-2010, Réponse à la question 32.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1 Pages 11 et 12

Le GRAME est en faveur d'une bonification des incitatifs commerciaux pour la réduction de l'usage de l'électricité pour le chauffage, compte tenu des émissions atmosphériques résultant de la production d'électricité des sources thermiques et considérant qu'il est préférable de se chauffer directement d'une source thermique afin d'éviter les pertes énergétiques encourues. Dès le dossier R-3584-2005, conjointement avec SÉ-AQLPA, le GRAME recommandait *« à la Régie de demander au Distributeur de généraliser l'ensemble des aides offertes par les PEÉRA à tous les réseaux autonomes (sauf ceux du Lac Robertson évidemment), et ce dès le présent dossier*.

Au présent dossier, le GRAME s'est demandé s'il est toujours justifié d'offrir la même compensation pour le mazout au réseau des Îles-de-la-Madeleine, alors que le coût évité est de l'ordre de 14,90 cent/kWh (Rappelons que ce coût évité n'a pas été mis à jour en 2010 pour tenir compte de l'évolution du prix des carburants).

Une question se pose, pourquoi persister à privilégier la clientèle des Îles-de-la-Madeleine avec un coût évité si bas ? En consultant le tableau 9 du plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes, soit le tableau démontrant les émissions de tonnes de CO2 par an, on constate que le Réseau des Îles-de-la-

Madeleine est responsable de 62 % des émissions de CO2 de l'ensemble des réseaux, soit de 127 290 tonnes par an.

Ceci justifie l'intérêt et les efforts pour réduire la consommation totale de mazout de ce réseau et prône en faveur de son raccordement. Dans le cas où le Distributeur envisage sérieusement ce scénario, tel qu'il est inscrit au tableau 9, il serait probablement préférable de ne pas favoriser à outrance la conversion vers le mazout, et plutôt viser la bi-énergie.

Pour terminer, le GRAME recommande que des bonifications au PUEÉ soient envisagées sérieusement particulièrement dans le réseau autonome de la Haute-Mauricie (Opitciwan) et du Nunavik et ce, en tenant compte de l'avantage économique de la compensation au mazout. Cette compensation aurait avantage à être modulée en fonction des coûts évités, qui sont différents entre chaque réseau autonome.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

PLAN D'APPROVISIONNEMENT – RÉSEAU AUTONOME

1 Suivi de la décision D-2008-133 – Plan d'approvisionnement en réseau autonome

1.1 Solution de rechange à l'utilisation du mazout en réseau autonome

Le GRAME est d'avis qu'il serait souhaitable que le Distributeur débute une étude de marché permettant de cibler les promoteurs (fournisseurs d'électricité) potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseau autonome.

Le GRAME demande qu'un balisage soit effectué pour cibler les projets en efficacité énergétique qui ont été assimilés à une fourniture en énergie chez d'autres distributeurs d'énergie.

Le GRAME réitère que le Distributeur requière l'expertise d'une firme d'experts en ce domaine afin de réaliser une revue des technologies et des projets en efficacité énergétique, par secteurs d'activités ou regroupements d'intérêts, qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres au Québec en réseaux autonomes.

1.2 Jumelage éolien-diésel

Le GRAME est d'avis que le JED en réseau autonome est l'une des solutions permettant de minimiser les impacts environnementaux reliés à la production d'énergie en provenance d'une source d'approvisionnement thermique. Globalement, le GRAME est satisfait des démarches entreprises par le Distributeur.

1.3 Moyens pour réduire les coûts et les émissions de GES

Le GRAME est en faveur des scénarios envisagés par le Distributeur comme solutions pour la réduction de l'utilisation du mazout pour la production d'électricité en réseaux autonomes.

1.4 Comptabilisation des réductions des émissions de GES

Le GRAME trouve intéressant de considérer l'option de conserver des crédits éventuels et demande à ce qu'une méthode de calcul soit mise en place et identifiée, avant que l'ensemble des projets JED ne voit le jour.

Une telle méthode doit être prévue avant le début des travaux JED, pour qu'une tierce partie mesure les émissions de CO2 avant le projet et celles après le projet.

1.5 Efficacité énergétique et nouvelles technologies en réseau autonome

Le GRAME recommande de préparer un balisage de projets d'efficacité énergétique pouvant être reconnu à titre de fourniture d'électricité et recommande que le Distributeur débute une étude de marché permettant de cibler les promoteurs (fournisseurs d'électricité) potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseaux autonomes.

1.6 Réseau de Schefferville et programme de réduction de la demande

Le GRAME est d'avis que le Distributeur a choisi la solution la moins contraignante et la plus facile, sans considération pour la croissance de la demande dans une vision de développement durable de long terme de cette région et de l'inévitable augmentation du prix des carburants.

2 Suivi de la décision D-2010-022 – Plan d'approvisionnement en réseau autonome

Recherche de solutions liées à des mesures de gestion en réseau autonome

Le GRAME demande à ce que d'autres options soient envisagées, comme l'accélération du projet LAD dans l'ensemble des réseaux autonomes, avec la mise en place d'options additionnelles, telles que le contrôle direct ou automatique de certains appareils (chauffe-eau, climatisation), le système de gestion de la consommation, le dispositif d'appel à la maîtrise de la consommation d'électricité, de même que la communication interactive avec les citoyens.

3 Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseau autonome

La compensation par le mazout

Le GRAME demande à la Régie de s'assurer que la note au tableau A-6.1 «*La compensation pour le prix du mazout varie en fonction des tarifs d'électricité* » (R-3748-2010, HQD-2, doc. 2, Annexe 6, p. 39) ne signifie pas que le calcul de la compensation est basé également sur la tarification dissuasive dans le cas du Nunavik.

Dans le cas où cette note signifie plutôt que le calcul est modifié lorsque les tarifs augmentent ou baissent, selon le revenu requis par le Distributeur, le GRAME demande à ce que cette note le précise. Le GRAME demande également que soit ajoutée une note en bas de page stipulant que le tarif utilisé est bien le tarif en vigueur au sud du 53e parallèle dans tous les cas, y compris le calcul de la compensation pour le réseau du Nunavik.

Bonification ou modification du PUEE

Au présent dossier, le GRAME s'est demandé s'il est toujours justifié d'offrir la même compensation pour le mazout au réseau des Îles-de-la-Madeleine.

Le GRAME recommande que des bonifications au PUEÉ soient envisagées sérieusement particulièrement dans le réseau autonome de la Haute-Mauricie (Opitciwan) et du Nunavik et ce, en tenant compte de l'avantage économique de la compensation au mazout. Cette dernière compensation aurait avantage à être modulée en fonction des coûts évités, qui sont différents entre chaque réseau autonome.