C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2014-2015

DOSSIER R-3905-2014

GRAME-II
PGEÉ DU DISTRIBUTEUR - RÉSEAU INTÉGRÉ ET RÉSEAUX AUTONOMES

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats inc.

Et

Valentina Poch,
Analyste interne pour le GRAME,

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 11 novembre 2014

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. Elle a participé à la rédaction des mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les enjeux abordés dans ses présentes observations.

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 aux dossiers précédents du Distributeur.

MANDAT 3

I. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAU INTÉGRÉ 5

1.1 MESURES DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE À LA POINTE 5

1.1.1 Sensibilisation à la pointe 5

II. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAUX AUTONOMES 8

2.1 BUDGET, PROGRAMMES ET INTERVENTIONS 8

2.1.1 Conclusions sur la demande de budget 9

2.2 LES PROGRAMMES 9

2.2.1 Le programme d'isolation de l'entretoit 9

2.2.2 Consommation des ménages en deuxième tranche 10

2.2.3 Le remplacement des luminaires dans les villages du Nunavik 10

2.3 MESURES DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE À LA POINTE EN RA 10

2.4 COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION EN RÉSEAUX AUTONOMES 11

2.5 LE DÉCRET D-841-2014 ET L'OFFRE DE HQD EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN RA 12

III. LES PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ENERGIE EN RESEAUX AUTONOMES (LES PUEÉRA) 15

V. PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES ET PRÉVISION DES VENTES - COÛTS ÉVITÉS 17

4.1 HAUSSE DES COÛTS EN RÉSEAUX AUTONOMES 17

4.2 MÉTHODE DE CALCUL DU COÛT ÉVITÉ EN RA 19

4.2.1 Croissance des coûts du carburant 20

V AUTRES COÛTS EN RÉSEAUX AUTONOMES 23

5.1 SPEDE ET COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (RA) 23

5.2 INTÉGRATION DES COÛTS DES DÉVERSEMENTS DANS LE COÛT DES CARBURANTS EN RA. 24

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 27

ANNEXE 1 : EXTRAIT DOSSIER DE PRESSE D'ÉCOWATT BRETAGNE 2011-2012, 15 MARS 2012 31

ANNEXE 2 : ARTICLE DE ROBERT WALTON, IF YOU WANT CUSTOMERS TO DECREASE ENERGY CONSUMPTION, JUST ASK 34

ANNEXE 3 : ARTICLE DE ROBERT WALTON, *COULD REDUCING PEAK DEMAND 5% BE AS SIMPLE AS ... ASKING?* 35

ANNEXE 4 : WHAPMAGOOSTUI FIRST NATION, RELEVÉ DES TRANSACTIONS D'ACHAT DE CARBURANTS ENTRE LE 9 AVRIL 2013 ET LE31 MARS2014 38

ANNEXE 5 : ARTICLE DE LA PRESSE : ILES-DE-LA-MADELEINE : 100 000 LITRES DE DIESEL DÉVERSÉS 40

ANNEXE 6 : ARTICLE DU DEVOIR, LIBRE DE PENSER, *UNE DÉFAILLANCE SERAIT À L'ORIGINE DU DÉVERSEMENT, SELON HYDRO-QUÉBEC*, ÎLES-DE-LA-MADELEINE, 18 SEPTEMBRE 2014 41

ANNEXE 7: ARTICLE DE CBC NEWS, *MAGDALEN ISLANDS CLEANING UP DIESEL SPILL NEAR PORT, SPILL HAPPENED ALONG PIPELINE CONNECTING CAP-AUX-MEULES PORT AND HYDRO-QUÉBEC STATION* 42

ANNEXE 8 : EXTRAIT : RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, PAGES 5 ET 7 43

I. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAU INTÉGRÉ

1.1 Mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe

Le budget demandé par HQD en 2015 s'élève à 12 M$. C'est une augmentation de 10 M$ par rapport aux résultats anticipés de 2014 en raison de la mise en place de nouvelles interventions.[1] L'impact énergétique pour l'ensemble des interventions en Gestion de la demande en puissance pour 2015 est estimé à 62 MW.[2]

Ces interventions en Gestion de la demande en puissance en réseau intégré sont[3] :

- Gestion à distance de charges résidentielles
- Biénergie DT
- Bâtiments Hydro-Québec
- Chauffe-eau à trois éléments
- Sensibilisation à la pointe

1.1.1 Sensibilisation à la pointe

Le GRAME constate qu'il n'y a pas de cible spécifique de réduction des besoins en puissance attribuée à cette intervention.

Le GRAME rappelle que dans la décision procédurale D-2014-160, la Régie soulignait que ses pouvoirs en matière d'efficacité énergétique sont essentiellement d'approuver ou de refuser, en totalité ou en partie, le budget demandé selon la performance des mesures et des programmes :

> [46] Considérant les pouvoirs de la Régie en matière d'efficacité énergétique dans le cadre d'un dossier tarifaire, l'examen des programmes proposés par le Distributeur dans son PGEÉ doit être fait dans le but de recommander à la Régie d'approuver ou de refuser, en totalité ou en partie, le budget demandé selon la performance des mesures et des programmes, les nouveautés introduites dans la preuve et à certains suivis spécifiques. [4] (Notre souligné)

Or, bien que le GRAME est d'avis que les programmes de gestion de la demande en puissance sont des programmes visant à réduire les coûts d'approvisionnement à la pointe du réseau, avec la reprise de charges suite à l'effacement de la demande à la pointe du réseau, donc ne constituent pas comme tels des programmes visant l'efficacité énergétique, le GRAME souligne que le Distributeur ne fournit pas de données sur la performance des appels au public de la dernière année ni d'objectif futur visant à estimer le potentiel de réduction de la consommation en pointe :

[1] R-3905-2014, HQD-10, document 1, p.14-16
[2] R-3905-2014, HQD-10, document 1, Tableau A-3, p.27
[3] R-3905-2014, HQD-10, document 1, p.14-16

[4] D-2014-160, R-3905-2014, p. 12

2.4. (Réf. viii.) Le Distributeur est-il en mesure d'estimer l'impact sur la réduction de la consommation en pointe (% ou kWh) lors des 2 appels au public de l'hiver dernier?

Réponse : Cette demande dépasse le cadre du présent dossier. [5]

2.5. (Réf. viii.) Concernant la campagne « L'heure de pointe, ce n'est pas seulement sur la route » pour 2015, le Distributeur s'est-il fixé un objectif de réduction (% ou kWh) en pointe?

Comment prévoyez-vous mesurer l'impact de cette campagne?

Réponse : Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.[6]

Pourtant, des estimations du potentiel de réduction de puissance pour l'hiver 2015-2016 sont fournies par le Distributeur pour certaines des interventions en Gestion de la demande en puissance[7]. À des fins de comparaison, ces estimations sont reproduites sous forme de tableau :

Gestion de la demande en puissance	
Intervention	**Estimation du potentiel de réduction de puissance (hiver 2015-2016)**
Gestion à distance de charges résidentielles	60 MW
Biénergie DT	
Bâtiments Hydro-Québec	15 MW
Chauffe-eau à trois éléments	
Sensibilisation à la pointe	

Le GRAME est conscient du caractère aléatoire des conditions climatiques hivernales et des défis que comporte la participation de la clientèle pour réduire la consommation de pointe de manière volontaire. Néanmoins, le GRAME rappelle que ces défis sont relevés par d'autres distributeurs ou instances énergétiques tel que précédemment mentionné aux dossiers R-3864-2013 et R-3854-2013. Le GRAME citait en exemple qu'au cours des hivers les plus froids, les appels au public émis aux 45 000 abonnés dans le cadre du programme de sensibilisation à la pointe par ÉcoWatt Bretagne se sont traduits par une réduction de la consommation atteignant 2% à 3% aux heures les plus chargées.[8] Aux États-Unis, des interventions de sensibilisation à la pointe ont permis de mesurer une réduction allant de 3% à 5% grâce à des mesures similaires d'appel au public lors des plus chaudes journées.[9] [10] Des outils de communications ciblés ont permis l'atteinte de

[5] R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Réponse 2.4
[6] R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Réponse 2.5
[7] R-3905-2014, B-0038, p.14-16
[8] R-3864-2013, C-GRAME-001, p. 23, http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/presse/dp-2012/2012_03_15_DP_RTE_Ouest_Bilan_EcoWatt_bzh.pdf (Voir Annexe 1)
[9] UilityDive.com, Robert Walton, If you want customers to decrease energy consumption, just ask, 27 octobre 2014, http://www.utilitydive.com/news/if-you-want-customers-to-decrease-energy-consumption-just-ask/325736/ (Voir Annexe 2)

ces résultats. Avec 1,2 millions de clients ayant reçu un info-courriel d'Hydro-Québec l'hiver dernier[11], le potentiel au Québec est énorme. Soulignons également que, dans le cas des réseaux d'électricité participant à des mesures de type ''behavioral demand response'' la participation des clients est grandement facilitée par la présence des compteurs intelligents (collecte de données en temps réel, communication ciblée).[12]

De plus, la récente mise à jour des prévisions de la demande fournie par le Distributeur dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 témoigne d'une forte croissance des besoins en puissance.[13]

Conséquemment, le GRAME réitère la nécessité de continuer les actions de communications pour réduire les besoins en pointe et recommande de poursuivre les efforts de sensibilisation à la pointe.

Cependant, il devient incontournable d'établir des cibles de réduction pour ce type d'intervention. Ces cibles serviraient d'indicateur pour en mesurer la performance et évaluer l'impact réel des outils de communications qui sont déployés. De tels indicateurs permettraient d'adapter, au besoin, ces outils pour les années subséquentes.

Enfin, le GRAME rappelle que récemment, lors de l'audience portant sur la réouverture d'enquête au dossier R-3864-2013, le Distributeur partageait l'idée qu'une rémunération incitative est un moyen permettant d'aller chercher une plus grande adhésion de clients pouvant contribuer à une meilleure gestion de la demande[14] :

> R-3864-2013, AUDIENCE DU 8 OCTOBRE 2014, VOLUME 9 Contre-interrogatoire Me Geneviève Paquet
>
> **Q.** [141] Est-ce que, dans un avenir plus ou moins rapproché, le Distributeur pourrait offrir cette forme d'incitation financière là?
>
> **R.** Quand on mentionne trois cents mégawatts (300 MW) au bilan du Distributeur à l'horizon, je pense que c'est un horizon plus lointain, mais les premiers mégawatts, on compte sur les premiers mégawatts en gestion de la demande en puissance dès l'hiver deux mille seize-deux mille dix-sept (2016-2017). Donc, oui, c'est déjà planifié. C'était dans les bilans du Distributeur.
>
> **Q.** [142] Il n'y aurait pas de...
>
> R. De rémunération?

---

[10] Article de Robert Walton, *Could reducing peak demand 5% be as simple as ... asking?*, du 4 novembre 2014, Site Web d'Utulity Dive : http://www.utilitydive.com/news/could-reducing-peak-demand-5-be-as-simple-as-asking/329102/ (Voir annexe 3)

[11] R-3905-2014, HQD-10, document 1, p.1

[12] Article de Robert Walton, *Could reducing peak demand 5% be as simple as ... asking?*, du 4 novembre 2014, Site Web d'Utulity Dive : http://www.utilitydive.com/news/could-reducing-peak-demand-5-be-as-simple-as-asking/329102/ (Voir annexe 3)

[13] R-3864-2013, B-0095, HQD-8, document 1

[14] R-3864-2013, Audiences du 8 octobre 2014, Notes sténographiques, p. 135-136

Q. [143] De crédit ou de rémunération par rapport à ça?

R. Si c'est un programme commercial, là c'est sûr que ce n'est pas défini. Mais quand on dit que c'est un moyen de gestion de la demande en puissance, ça suppose l'adhésion du client. Et, bon, il y a peut-être des clients qui sont volontaires. Mais, en général, on pense que ça va prendre une rémunération.

Le GRAME recommande de ne pas écarter la possibilité d'attribuer des compensations financières pour la clientèle qui réduit la consommation en pointe, en évaluant la possibilité d'ajouter un volet «compensation financière» à son programme de sensibilisation à la pointe.

Enfin, le GRAME recommande que soit étudiée la possibilité de mettre en place une rémunération incitative comme moyen permettant d'aller chercher une plus grande adhésion de clients pouvant contribuer à une meilleure gestion de la demande, et que cette étude soit déposée par le Distributeur lors du prochain dossier tarifaire.

II. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAUX AUTONOMES

2.1 Budget, programmes et interventions

Le Distributeur présente à la pièce B-0038, au Tableau A-2 ses budgets totaux cumulatifs 2003-2015 (M$)[15], et indique un budget de 12 M$ pour l'année 2015 en gestion de la demande en puissance. Le Distributeur nous indique que ce budget servira notamment pour le *programme de chauffe-eau à trois éléments et les activités de sensibilisation à la pointe hivernale aux Îles-de-la-Madeleine et à Schefferville*[16] *et qu'il déploiera pour la première fois, à l'hiver 2014-2015, la sensibilisation à la pointe hivernale dans les 14 villages du Nunavik*[17], bien que le budget pour ces activités soit inclus dans le budget global prévu aux réseaux autonomes.

Par conséquent, le GRAME déduit que le budget de 12 M$ indiqué au tableau A-2 vise uniquement le PGEÉ en réseau intégré et donc que le Distributeur demande un budget de 3 M$ pour l'ensemble de ses interventions en réseaux autonomes, visant à la fois l'efficacité énergétique et la gestion de la demande en puissance, notamment à la pointe des réseaux.

Par ailleurs, au Tableau 1[18] il est indiqué un budget total anticipé de 3 M $, le Distributeur nous indique que l'augmentation du budget est causée par une intensification des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes et l'ajout de nouvelles activités en 2014 concernant le chauffage d'appoint au Nunavik, l'accélération du déploiement du programme d'éclairage public et de ceux relatifs à sensibilisation à la

[15] B-0038, Page 26, Tableau A-2 : Budgets totaux 2003-2015 (M$)
[16] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.1.
[17] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.1.
[18] R-3905-2014, B-0038, Page 31, Tableau 1 Résultats anticipés pour 2014

pointe hivernale dans tous les villages du Nunavik. Ainsi, ces activités généreront éventuellement des gains lors de leur déploiement.[19]

Concernant la demande de budget de 2015, le GRAME constate qu'elle est de 3 M$, soit identique à l'estimation de ses coûts pour 2014 et qu'elle couvrira les activités en économies d'énergie et en gestion de la demande en puissance (GDP), l'implantation d'un programme d'isolation de l'entretoit, de même que les programmes *Éclairage public* et *Éclairage efficace* et cela pour tous les réseaux autonomes.[20]

2.1.1 Conclusions sur la demande de budget

Le GRAME est d'avis que la hausse du budget du PGEÉ en RA pour 2014 est justifiée et souhaitable et qu'elle suit les recommandations de la Régie sur les besoins de réduire le chauffage des locaux. Le GRAME est satisfait que le Distributeur ait procédé de manière proactive pour y répondre dès 2014.

Le GRAME recommande que la Régie ordonne au Distributeur de présenter des informations plus détaillées sur ces budgets à autoriser par la Régie.

Le GRAME recommande d'autoriser le budget de 3 M$ pour 2015 pour les activités de gestion de la demande et pour les activités en efficacité énergétique pour les besoins des réseaux autonomes.

2.2 Les programmes

2.2.1 Le programme d'isolation de l'entretoit

Cependant le GRAME constate que pour le cas du programme d'isolation de l'entretoit, il n'est pas prévu dès 2015 que le Distributeur déploiera ce programme dans les réseaux du Nunavik, puisqu'il indique au GRAME *qu'actuellement, il prévoit déployer le programme aux Îles-de-la-Madeleine si les résultats effectués à l'automne 2014 s'avèrent concluants,* et que subséquemment *un déploiement du programme est prévu dans les réseaux de la Haute-Mauricie.*[21] Concernant les audits énergétiques des bâtiments, le GRAME note cependant qu'ils ne visent que les habitations résidentielles unifamiliales et les duplex et non pas les bâtiments institutionnels et commerciaux.[22]

À ce sujet, le GRAME est d'avis que compte tenu des besoins énergétiques en réseaux autonomes et des déficits encourus, il serait souhaitable d'étendre ce programme aux bâtiments institutionnels et commerciaux qui sont de plus grands consommateurs sur le réseau.

[19] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.3
[20] R-3905-2014, B-0038, page 16
[21] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.6
[22] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.8

2.2.2 Consommation des ménages en deuxième tranche

Le Distributeur nous indique dans sa preuve que pour le réseau du Nunavik, il effectuera à l'automne 2014 une étude afin de mieux comprendre la consommation des ménages, notamment celle facturée à la deuxième tranche.

Bien que les résultats restent à venir et qu'il est impératif d'agir à brève échéance, le GRAME note avec satisfaction que le Distributeur entend viser les réseaux *pour lesquels les ménages ont une plus grande consommation d'électricité facturée en deuxième tranche*, et que des villages sélectionnés, deux (Kuujjuarapik et Salluit) *nécessiteront un ajout de puissance au cours des quatre prochaines années.*[23]

2.2.3 Le remplacement des luminaires dans les villages du Nunavik

Le Distributeur indiquait qu'au nord du 53e parallèle, où les 14 réseaux autonomes sont tous titulaires d'abonnements au service complet d'éclairage public, la réduction de la pointe d'éclairage grâce au remplacement des luminaires du service complet permettrait de réduire au mieux, de 83 kW les besoins à la pointe et de 346 MWh les besoins annuels d'énergie des réseaux autonomes situés au nord du 53e parallèle (15,5 MW à l'hiver 2012-2013 et 82,4 GWh en 2012), soit une réduction d'environ 0,5 %.

Le Distributeur nous indiquait que le remplacement des luminaires se poursuit dans les villages du Nunavik et qu'il prévoit terminer le déploiement du programme d'ici la fin de 2014 et que l'impact énergétique est effectif dès l'installation des luminaires.[24]

Le Distributeur confirme au GRAME que la clientèle du service complet d'éclairage public a accès au nouveau tarif d'éclairage public, sans coût additionnel des équipements antérieurs[25], représentant une baisse du prix d'environ 5%, depuis le 1er avril 2014, *dans la mesure où il y a eu le remplacement d'un luminaire à vapeur de sodium à haute pression par un luminaire à diodes électroluminescentes*.[26]

Le GRAME est satisfait des démarches entreprises par le Distributeur, en ce qu'elles répondent à ses préoccupations et à ses recommandations antérieures.

2.3 Mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe en RA

Au niveau des activités de sensibilisation à la pointe hivernale, la preuve du Distributeur[27] ne démontre pas la mise en place de stratégies visant les réseaux qui nécessiteront des besoins en puissance dans les quatre prochaines années, ni de proposition visant à utiliser la technologie des compteurs nouvelle génération qui seront installés dans ces réseaux, bien que la Régie en ait formulé la demande dans sa décision D-2014-037 (Par.762).

[23] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.10.
[24] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.11
[25] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.14
[26] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.13
[27] R-3905-2014, B-0038, page 16

Concernant le projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau prévu à l'hiver 2014-2015 pour le marché Résidentiel, le GRAME note que le Distributeur ne compte pas mettre à profit l'usage des compteurs avancés au stade du projet pilote[28], bien que ce projet comporte la gestion à distance des chauffe-eau dans le marché résidentiel.[29]

Cependant, le GRAME note avec satisfaction que le Distributeur déploiera ce programme avec incitatif financier et qu'il devancera ce projet à l'hiver 2015-2016. Le GRAME est d'avis que l'incitatif financier est nécessaire, bien qu'il affecte le test de neutralité tarifaire sur une base temporaire à l'étape de la mise en place du projet pilote, ce qui ne devrait pas être le cas lors de son déploiement compte tenu des coûts évités en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes.

Bien que le Distributeur compte déployer au début de 2015, pour chaque village du Nunavik, une trousse éducative pour sensibiliser les élèves de 5e et 6e années du primaire aux gestes permettant d'économiser de l'énergie, et qu'il entend effectuer une étude à l'automne 2014, dans le but de mieux comprendre la consommation d'électricité des ménages facturée à la deuxième tranche des tarifs D et DM[30], **le GRAME soumet que la Stratégie du Distributeur concernant les mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe, dont le projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau, se doit d'être ciblée lors de son déploiement afin de viser en priorité les réseaux qui nécessiteront des besoins en puissance dans les quatre prochaines années.**

2.4 Compteurs de nouvelle génération en réseaux autonomes

Le GRAME note que le Distributeur[31] n'entend pas utiliser la technologie des compteurs de nouvelle génération qui seront installés dans ces réseaux pour les besoins du projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau prévu à l'hiver 2014-2015 pour le marché Résidentiel, ni utiliser cette technologie, bien que la Régie en ait formulé la demande dans sa décision D-2014-037 (Par.762) en ce qui a trait à l'exploitation des données du projet LAD :

> [762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.

[28] R-3905-2014, B-0081, Réponse à la demande de renseignements no 2 de la Régie, numéro 36.1
[29] R-3905-2014, B-0038, Page 7
[30] R-3905-2014, B-0038, page 17
[31] R-3905-2014, B-0038, page 16

Concernant les préoccupations relatives au chauffage en deuxième tranche des tarifs D et DM au Nunavik, le GRAME note que le Distributeur indique que *la mise en oeuvre des fonctionnalités des nouveaux compteurs relatives aux interventions en efficacité énergétique fera l'objet, le cas échéant, d'une demande d'autorisation à la Régie.*[32]

Le GRAME est d'avis que le Distributeur aurait dû déposer une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévue être déployée dans les réseaux autonomes vers 2018 au présent dossier.

Cependant, le GRAME soumet qu'une telle ébauche comporte des enjeux difficiles à prévoir et qu'il serait préférable, dans l'attente de la mise en œuvre des fonctionnalités sur une base individuelle, donc par projet, que le Distributeur établisse une liste des interventions qu'il compte analyser au cours des 5 prochaines années. Le GRAME recommande qu'une telle liste soit comparée à un balisage préparé par une firme experte en ce domaine, balisage qui serait déposé en parallèle des projets potentiellement à l'étude.

2.5 Le décret D-841-2014 et l'offre de HQD en efficacité énergétique en RA

> «IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles:
>
> QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité:
>
> (...)
>
> -la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine»
>
> **Référence :** A-0014, Décret 841-2014, Gouvernement du Québec, 24 septembre 2014

Considérant que le Décret gouvernemental D-841-2014 énonce que la priorité gouvernementale soit accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine, il est important que le Distributeur établisse une stratégie pour instaurer des pratiques afin d'obtenir des résultats dans les réseaux autonomes. Parfois, un changement radical des pratiques en cours et des méthodes de mise en œuvre de ces pratiques peut être nécessaire pour y arriver, un changement permettant de combiner les choix énergétiques faits en incluant la participation des communautés.

Le Distributeur indique au GRAME qu'il considère que le fait d'*agir simultanément sur les trois axes d'intervention de l'efficacité énergétique, soit les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance déjà priorisées en réseau intégré et en réseaux autonomes, de même que l'utilisation efficace de l'énergie adaptée particulièrement aux réseaux autonomes*[33] constitue des bonnes pratiques.

> Pour assurer la réussite de ses activités, le Distributeur considère qu'une des bonnes pratiques consiste à agir simultanément sur les trois axes d'intervention de l'efficacité énergétique, soit les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance déjà

[32] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.9.
[33] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 2.12.

priorisées en réseau intégré et en réseaux autonomes, de même que l'utilisation efficace de l'énergie adaptée particulièrement aux réseaux autonomes.
À l'instar des autres entreprises d'électricité, le Distributeur planifie ses interventions selon un processus rigoureux en vue d'exploiter le maximum du potentiel des mesures d'efficacité énergétique. Le déploiement de chaque intervention tient compte des contraintes de marché et vise à maximiser la participation de la clientèle. La rentabilité des interventions est évaluée à l'aide de tests économiques dont les méthodologies ont été approuvées par la Régie et reflètent les standards de l'industrie. Il en va de même pour les activités de développement et d'évaluation de programmes. Le Distributeur consacre également une part importante de son budget aux activités de R&D, ce qui constitue une pratique gagnante pour orienter ses stratégies de long terme.
Par ailleurs, par l'entremise d'organismes reconnus, le Distributeur effectue une vigie continue des tendances de marché afin de se tenir informé des meilleures pratiques. À titre d'exemple, le Distributeur est membre de *E Source* qui détient une base de données des programmes d'efficacité énergétique en Amérique du Nord. Le Distributeur participe annuellement à des rencontres ou des discussions avec les membres du *DSM Alliance*, un regroupement des entreprises de services publics canadiennes.

Référence : R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 2.12

Le GRAME demandait son avis au Distributeur sur le modèle de production d'énergie en réseaux autonomes maintenu par le Distributeur, notamment associé à ses programmes en efficacité énergétique. Le Distributeur nous dressait un portait combinant à la fois l'offre, notamment avec le projet JED aux Îles-de-la-Madeleine, et la demande, les interventions en efficacité énergétique et celles liées au PUEÉ, au PGEÉ et à la tarification dissuasive. Il est important qu'une stratégie globale soit instaurée, visant des résultats concrets prédéterminés.

Réponse : Le Distributeur rappelle que sa stratégie d'approvisionnement en réseaux autonomes consiste à agir à la fois sur la demande et sur l'offre de capacité. Les interventions en efficacité énergétique, tels le PUEÉ, la tarification applicable au Nord du 53e parallèle et le PGÉE, ont déjà permis de limiter la croissance de la demande en électricité. En ce qui a trait à la production d'énergie, le développement du potentiel de jumelage éolien-diésel (JED) en réseaux autonomes se poursuit. Le projet aux Îles-de-la-Madeleine permettra d'en préciser davantage les enjeux techniques et les coûts. Sur la base de ces résultats, le potentiel de JED de d'autres sites sera déterminé. Tous les projets de production et de distribution réalisés en réseaux autonomes respectent les normes environnementales en vigueur relatives aux émissions atmosphériques et sonores. Par ailleurs, le Distributeur est toujours à l'affût de nouvelles technologies d'énergie renouvelable qui permettraient de diminuer la consommation de mazout. Voir également la réponse à la question 2.12.
Référence : R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.18

Le GRAME note que le Distributeur n'inclut pas dans ces pratiques, outre son projet JED, l'offre énergétique comme moyen de motivation des communautés à atteindre une autonomie énergétique, ou des résultats en efficacité énergétique.

Bien que le Distributeur n'ait pas l'obligation selon la Loi sur la Régie de l'énergie d'ouvrir un appel d'offres pour ses besoins énergétiques en réseaux autonomes, c'est la conception même de ces programmes et des solutions qu'il propose qui n'est pas ouverte à la participation extérieure à son organisation, ce qui fait en sorte de créer des limites de résultats pour ses programmes.

À cet égard, le cas de l'Alaska est un exemple de réussite sociétale dans le marché de la distribution d'électricité en réseaux éloignés, en regard notamment à l'organisation de programmes selon des objectifs recherchés d'efficacité énergétique, de réduction de la consommation à la pointe, de réduction de la demande en puissance et finalement de substitution d'énergies polluantes en réseau autonome, donc de priorisation d'énergie renouvelable.

À cet égard, le GRAME soumet que le cas de l'Alaska a mis en place des moyens pour atteindre des résultats et représente un exemple de meilleures pratiques en ce domaine. À titre d'exemple, l'Alaska lors de sa 7ième année d'appels de propositions pour des projets de jumelage éolien, de biomasse et notamment de projets solaires, comptait plus de 51 M $[34] d'économies totales, dont près de 20 M $ en diesel[35].

Le GRAME est d'avis que pour obtenir des résultats significatifs, il ne faut pas dissocier l'efficacité énergétique du choix en matière de production énergétique, et plutôt faire en sorte qu'ils englobent les fonctions d'efficience, d'usage, de choix énergétique, de gestion de la demande, le tout associé à un choix de société impliquant les populations visées par ces choix.

Le GRAME recommande à la Régie que soit déposé par le Distributeur au prochain dossier tarifaire un balisage des meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique selon les trois axes de l'efficience, comportant notamment l'offre énergétique, l'efficacité énergétique, et les moyens associés à la tarification incitative et dissuasive.

[34] RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, page 5, Site Web : http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REFStatusReport2014_0426_Final_LowRes.pdf (Annexe 8)

[35] RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, page 7, Site Web : http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REFStatusReport2014_0426_Final_LowRes.pdf (Annexe 8)

III. LES PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ENERGIE EN RESEAUX AUTONOMES (LES PUEÉRA)

Le GRAME constate que les Programmes d'utilisation efficace de l'énergie comportent encore des inégalités entre la clientèle du Distributeur. Le GRAME faisait valoir ces inégalités aux dossiers précédents auxquels il a participé, et cela depuis près des 10 dernières années.

Territoire	Prog.	Clientèle	Compensation mazout (1)	Entretien & dépannage	
				Entretien annuel	Dépannage réparation
Îles-de-la-Madeleine	IDM	Résidentiel	30% - 40,91 ¢/litre	Inclus	
		Affaires	10% - 60,37 ¢/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement (4)	
Nunavik	Cri	Résidentiel	30% - 40,51 ¢/litre		
		Affaires			
	Makivik	Résidentiel	30% - 40,51 ¢/litre	Inclus	
		Affaires	30% - 46,50 ¢/litre	Inclus	

Référence : R-3864-2013, B-0010, page 86, TABLEAU 5.2, PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1ER AVRIL 2013

Le GRAME constate par exemple que dans le réseau du Nunavik, la centrale de Kuujjuarapik alimente deux communautés et villages limitrophes, le village Inuit/Kuujjuarapik et le village Cri/Whapmagoostui.[36] Dans le tableau 5.2, il est fait référence à la communauté Makivik et la communauté Crie également présente sur ce territoire.

Le GRAME constate qu'alors que ces deux communautés cohabitent sur le même territoire, le Distributeur n'offre pas de remboursement à la hauteur de 30 % pour sa clientèle Affaires, ni d'accès au programme d'entretien et dépannage pour la clientèle résidentielle lorsque ces clients proviennent de la communauté Crie.

Par conséquent, le GRAME recherchait les raisons, notamment d'affaires, ou réglementaires, justifiant que l'offre est différentiée entre les deux communautés et demandait au Distributeur de préciser concernant le marché Affaires, si les activités liées aux bâtiments institutionnels sont couvertes dans le marché Affaires et d'identifier les activités couvertes pour le marché Affaires pour la communauté Makivik.

[36] Site Web Wikipedia consulté le 6 novembre 2014 : http://fr.wikipedia.org/wiki/Kuujjuarapik

Le Distributeur nous répond que les clients du marché Affaires sont admissibles s'ils répondent aux conditions d'une entente conclue avec la Société Makivik et il indique que le PUEÉ *est offert aux clients des réseaux autonomes qui se chauffent au mazout et qui ne bénéficient pas déjà d'une autre subvention couvrant le chauffage de l'espace*.[37]

> **Réponse :** Les clients du marché Affaires sont admissibles s'ils répondent aux conditions de l'entente conclue entre la Société Makivik et le Distributeur et s'ils détiennent un abonnement avec Hydro-Québec.
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.24.
>
> **Complément de réponse :**
>
> Le Distributeur rappelle que le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est offert aux clients des réseaux autonomes qui se chauffent au mazout et qui ne bénéficient pas déjà d'une autre subvention couvrant le chauffage de l'espace.
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0119, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.24.

À titre d'exemple, le GRAME avait discuté au dossier R-3864-2013[38] des coûts encourus par la communauté Crie pour les besoins de son centre sportif, de même que pour son aréna . À cet exemple le GRAME soumet qu'après vérification, les coûts annuels pour cette communauté afin d'assumer les besoins de son complexe sportif et de son aréna seraient de l'ordre de 732 866 $, pouvant comprendre notamment des coûts pour le chauffage des locaux et de l'eau.[39] L'intention du GRAME n'est pas de faire un débat sur ces coûts, mais de rechercher une démonstration que ces coûts sont importants, étant de nature à créer une iniquité entre ces deux communautés à même une classe de tarifaire. (Voir complément confidentiel au rapport du GRAME)

Par ailleurs, le GRAME soumet à la Régie que l'article 5 de sa Loi constitutive, indique que la Régie, dans l'exercice de ses fonctions favorise notamment l'*équité au plan individuel comme au plan collectif.*

> **5.** Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

[37] R-3905-2014, B-0119, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.24.
[38] R-3864-2013, C-GRAME-0012, réponse à la question 10.1 Choosing resources: 10.1 Answer, page 33
[39] Whapmagoostui First Nation, Relevé des transactions d'achat de carburants entre le 9 avril 2013 et le31 mars2014 pour le complexe sportif incluant l'aréna, datée du 11 juillet 2014 (Voir Annexe 6)

De plus, dans cette même loi, l'article 49 indique que la Régie doit tenir compte notamment de l'équité entre les classes de tarifs :

> **49.** Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:
>
> 6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie <u>et de l'équité entre les classes de tarifs</u>;

Le GRAME est d'avis que les PUEÉ en RA ont été établis afin de réduire l'impact de l'utilisation de l'énergie sur le réseau du Distributeur et ne devraient pas faire l'objet de négociations entre les clients et le Distributeur, mais simplement être équitables dans leur application afin d'inciter cette clientèle à opter <u>en tout temps</u> pour le chauffage des locaux et de l'eau via le mazout et ainsi éviter le chauffage à la deuxième tranche.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que l'offre de remboursement de 30 % doit être ajustée pour la communauté Crie au Nunavik, conformément à la recherche d'équité entre les classes de tarifs, et à même une même classe de tarifs comme c'est le cas pour la classe Affaires, s'agissant d'équité entre deux communautés sur un même territoire donné.

(Voir complément confidentiel au rapport du GRAME)

V. PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES ET PRÉVISION DES VENTES - COÛTS ÉVITÉS

<u>4.1 Hausse des coûts en réseaux autonomes</u>

Concernant l'augmentation de 233,9 M $ à 252 M $ de revenus requis entre 2014 et 2015 constatés aux tableaux 2 (Dossiers R-3905-2014 et R-3854-2013) illustrant la *Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur* (M$), le Distributeur indique au GRAME la provenance de la hausse de 7,7 %, soit de 18,1 M$, alors que seulement 2 GW h de hausse de la demande (vente) a été enregistrée, *s'explique en presque totalité par l'achat de combustible*.[40]

Le GRAME demandait de fournir les détails de la hausse des coûts par catégorie et séparer celle résultant de l'augmentation des coûts du carburant, que fournit le Distributeur au tableau R-4.2. On y constate une hausse des achats de combustible de 20,8 M$, soit une hausse de 22 %.

[40] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 4.1

Réponse : Le tableau R-4.2 présente l'écart entre les années 2015 et 2014 pour chacune des rubriques de coûts.

Tableau R-4.2 :
Détail de l'écart de revenus requis pour les réseaux autonomes

Rubrique des revenus requis	2015	2014	Écart
Coût de prestation			
Charges brutes directes	57,7	60,7	(2,9)
Charges de services partagés			
Facturation interne reçue*	19,4	20,5	(1,2)
Rendement des fournisseurs	0,4	0,2	0,2
Total	19,8	20,7	(1,0)
Coûts capitalisés			
Prest. de travail et gestion de mat.	(7,0)	(5,2)	(1,7)
Imputations et déversements	1,1	1,8	(0,6)
Total	(5,8)	(3,5)	(2,4)
Frais corporatifs	1,6	1,6	(0,0)
Achat de combustible	112,6	91,8	20,8
Amortissement	26,0	27,2	(1,3)
Taxes			
BEIE	-	-	-
Taxe sur les services publics	2,3	2,3	0,1
Taxes municipales et scolaires	0,5	0,5	(0,0)
Total	2,8	2,7	0,0
CFR - Projets majeurs	-	-	-
Total Coût de prestation	**214,6**	**201,3**	**13,2**
Autres revenus*			
Récupération de coûts	(3,2)	(2,7)	(0,5)
Facturation interne émise*	(2,1)	(1,7)	(0,5)
Crédit d'intérêts au remboursement gouv.	- -	- -	- -
Facturation externe émise			
Revenus (fourn. d'électricité)	(0,1)	(0,1)	(0,0)
Autres produits	-	-	-
Total	(0,1)	(0,1)	(0,0)
Total Autres revenus	**(5,4)**	**(4,5)**	**(0,9)**
Total	**209,2**	**196,9**	**12,3**
Rendement sur la base de tarification (Tableau 30 * taux de rendement)	**37,4**	**32,7**	**4,7**
Écart total (sans autres revenus)	**246,6**	**229,6**	**18,1**

Référence : R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 4.2.

Comparativement, bien que le taux de croissance annuel moyen des coûts liés à l'exploitation des réseaux autonomes entre 2010 et 2013 soit de 5,8 %,[41] on constate au tableau R-4.2 une hausse des achats de combustibles de 20,8 M$, soit de 22 %.

Rappelons que la rubrique *Achat de carburants* pourrait comprendre des coûts liés à la gestion des carburants, mais également à la réhabilitation de site ou de récupération en cas de fuite, ce qui complique la tâche de suivre l'évolution des prévisions du prix des carburants et des prévisions portant sur les coûts d'achats de carburant en réseaux autonomes.

[41] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 4.4.

Réponse : Le Distributeur évalue à ce jour les coûts associés au déversement d'hydrocarbures à Cap-aux-Meules à un peu plus de 7 M$. Puisque cette évaluation est préliminaire, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information de façon plus détaillée.

La pratique actuelle du Distributeur est de comptabiliser à titre de coûts de combustibles tous les coûts directement liés à l'achat et à l'utilisation de mazout lourd et de diesel qui assurent l'alimentation des abonnés des réseaux autonomes. Considérant que le coût de combustibles doit comprendre tous les coûts afférents à son achat et à son utilisation, le Distributeur ajoutera aux coûts de combustibles ceux associés au présent déversement d'hydrocarbures. (Notre souligné)

Conséquemment, les coûts liés au déversement seront pris en compte lors de l'établissement du compte d'écarts lié aux achats de combustibles.

Référence : B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 5.2

Le GRAME recommande que ces coûts soient divisés en trois catégories afin de faciliter l'exactitude des prévisions et de pouvoir comparer les prévisions avec les coûts réels et d'être en mesure d'identifier les causes de ces écarts, soit les coûts prévus d'achat de carburant, les coûts liés aux déversements et les coûts liés au remboursement du mazout à la hauteur de 30 % du PUEÉRA.

4.2 Méthode de calcul du coût évité en RA

En comparant les coûts évités par réseaux autonomes de 2013[42] avec ceux de 2014[43] du Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, nous constatons une différence significative de l'ordre de 20 % entre les coûts évités en énergie de 2013 et ceux de 2014 pour le cas de tous les réseaux autonomes au nord du 53ième parallèle, alors que selon l'information déposée au dossier, la méthode utilisée pour le calcul du coût évité de l'énergie n'a pas été modifiée[44].

Le GRAME se demande, suite au fait que le Distributeur indique que tous les coûts afférents à l'achat et l'utilisation des combustibles, dont ceux associés aux déversements d'hydrocarbures, sont inclus sous la rubrique achat de carburant,[45] si les coûts évités en énergie par réseaux autonomes incluent également ces derniers coûts. Si ce n'était pas le cas, le GRAME recommande d'inclure l'ensemble des coûts, y compris ceux associés aux déversements d'hydrocarbures.

[42] R-3854-2013, B-0017, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013
[43] R-3905-2014, B-0018, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, page 8
[44] R3905-2014, B-018, 2.2. Coût évité en énergie, p. 7
[45] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 5.2

4.2.1 Croissance des coûts du carburant

Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous avons constaté une hausse des achats de combustibles de 20,8 M$, soit de 22 %, au tableau R-4.2, puis en comparant les coûts évités par réseaux autonomes de 2013[46] avec ceux de 2014[47] nous constatons une différence significative de l'ordre de 20 % entre les coûts évités en énergie de 2013 et ceux de 2014 pour le cas de tous les réseaux autonomes au nord du 53ième parallèle, ce qui correspond avec la croissance des coûts d'achat en carburant.

Entre 2010 et 2013 le Distributeur évalue une croissance annuelle moyenne du coût des combustibles de l'ordre de 12,3 %[48], il exclut donc l'année 2014 de sa moyenne.

Au dossier R-3864-2013, le GRAME avait fait valoir la problématique de maintenir un taux d'indexation de long terme de deux (2 %) pour cent sur la rentabilité et l'offre de projets de production énergétique de source renouvelable, puisque dans les faits, le Distributeur est toujours compensé pour ces coûts d'achat de carburants, quelle que soit la hausse de ceux-ci. La comparaison entre les offres de sources thermiques et celles de ressources renouvelables revient pratiquement toujours à l'avantage du diesel dans sa comparaison sur une base projetée estimative des coûts, bien que ces coûts ne correspondent pas, par la suite, à la réalité.

> **10.3 A fair project base evaluation**
>
> **10.3 Answer :** Hydro-Quebec should consider a fair base of comparison between the actual diesel solution and the renewables solutions. In our case, Hydro-Quebec has been castigating the Whapmagoostui renewable project solution by using only 2% as the annual projected increase rate in diesel as the comparison criterion when the actual historical annual increase rate is over 7 % (since the 2004 "plan d'approvisionnement"). Whapmagoostui asked in 2011 the Premier Charest to adopt renewable energy solution for the development of the North. Since that time, we have been discussing with Hydro-Quebec to find out they must respect some criterion established by the Energy board. We would like the Energy board to instruct to Hydro-Quebec to use at least the historical diesel inflation rate in the evaluation and not the 2% inflation rate.
>
> **Référence:** R-3864-2013, C-GRAME-0014

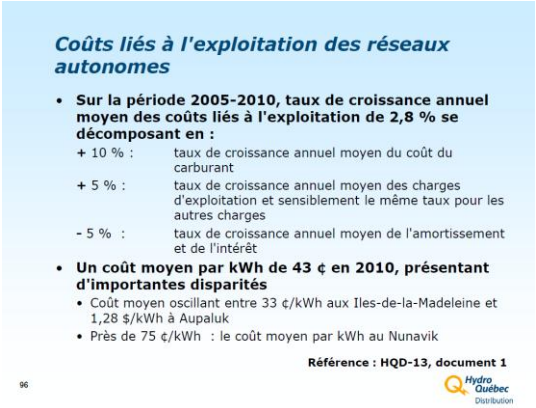
Au dossier R-3864-2013, le Distributeur nous indiquait en réponse à une question du procureur du GRAME, que concernant son *approche standards pour nos coûts évités, on prenait une annuité donc une indexation à long terme de deux pour cent (2 %)*[49]. Le témoin rajoutait avoir entamé un processus pour revoir les coûts évités, en estimant que

[46] R-3854-2013, B-0017, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013
[47] R-3905-2014, B-0018, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, page 8
[48] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 4.5
[49] R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 108-109, R. 133

pour les cinq dernières années, à partir de 2008, l'indexation serait plus de l'ordre de 4 %.[50]

> «R. Sans vouloir voler le punch du dossier tarifaire, parce qu'on le dépose dans six semaines, effectivement, nos approches standards pour nos coûts évités, on prenait une annuité donc une indexation à long terme de deux pour cent (2 %). [...] Ceci étant dit, tout ça... et ça, on avait un peu entamé ce processus-là en début d'année pour revoir nos coûts évités. [...] Et puis on va vous déposer un dossier dans six semaines puis je pense qu'on va pouvoir répondre à vos questions à cet égard-là.» (Notre souligné)
>
> **Référence** : R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, R. 133, p. 108-109,
>
> «*Bon, effectivement, on a vérifié, c'est de l'ordre de. Lorsqu'on prend deux mille huit (2008), les cinq dernières années, on est plus de l'ordre de quatre pour cent (4 %).*»
>
> **Référence :** R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 109

Par conséquent, le GRAME demandait au Distributeur de concilier l'information fournie en séance de travail concernant le taux moyen de croissance annuel du coût des carburants entre 2005-2010 de 10 %, alors que le Distributeur utilisait *une annuité donc une indexation à long terme de deux pour cent (2 %)*[51] pour le calcul de ses coûts évités et indiquait au GRAME au dossier R-3864-2013 qu'après vérifications, que la moyenne de croissance des coûts du carburant des cinq dernières années se situait autour de (4 %)[52].



Référence : R-3776-2011-B-0061-Séance de travail, page 96

Concernant la prévision du prix des combustibles utilisée aux fins du calcul des coûts évités, le Distributeur nous renvoie[53] à la réponse à la question 3.1 de l'ACEFO de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2, qui elle nous renvoie aux prévisions des prix des combustibles sur celle du WTI de l'US Energy Information Administration (EIA)

[50] R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 109
[51] R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 109
[52] R-3864-2013, Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 109
[53] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 4.6.

publiée dans son rapport *Annual Energy Outlook 2014,* un document de 269 pages,[54] et ne nous fournit pas le taux d'indexation de long terme révisé.

Table CP2. Comparisons of oil price projections, 2025, 2035, and 2040 (2012 dollars per barrel)

			Projections					
	2012		2025		2035		2040	
	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent
AEO2014 (Reference case)	94.12	111.65	106.99	108.99	127.77	129.77	139.46	141.46
AEO2014 (Low Oil Price case)	94.12	111.65	68.40	70.40	71.40	73.40	72.90	74.90
AEO2014 (High Oil Price case)	94.12	111.65	156.62	158.62	185.92	187.92	202.24	204.24
AEO2013 (Reference case)	94.12	110.43	117.41	119.45	145.96	147.99	163.54	165.57
SEER	94.15	111.63	60.00	64.00	54.00	56.00	52.00	54.00
ArrowHead Economics	94.12	111.65	101.94	108.34	119.61	124.00	131.34	135.42
Energy Ventures Associates (EVA)	94.12	--	85.64	--	106.01	--	--	--
INFORUM	--	111.65	--	123.86	--	154.26	--	171.16
Energy Security Analysis (ESAI)	--	111.50	--	99.10	--	125.30	--	131.30
IEA (Current Policies Scenario)[a]	94.12	111.65	--	127.00	--	145.00	--	--

-- = not reported.
[a]IEA mixed crude oil import prices are based on OECD member country reporting.

U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2014 CP-3

Par conséquent, le GRAME demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de faire connaître les paramètres de calcul qu'il retient pour la prévision du prix des combustibles utilisée aux fins du calcul des coûts évités et d'indiquer sa base de calcul utilisée.

Puisque la preuve du Distributeur indique une augmentation des charges d'achat de combustible entre 2014 et 2015 de 91,8 M $[55] à 112,6 M $[56], soit une augmentation de plus de 22 %, le GRAME demandait de justifier une telle augmentation du coût des carburants entre 2014 et 2015.

Cette fois, le Distributeur invoque que les coûts d'achat comprennent la compensation des PUEÉRA et l'intégration du compte d'écarts sur les combustibles. Dans ces deux cas, la détermination des coûts projetés est sujette à des ajouts de coûts provenant d'autres paramètres que les achats de carburant de l'année courante pour l'alimentation de la charge locale des réseaux impliqués.

> **Réponse :** L'augmentation provient, d'une part, des achats de mazout et, dans une moindre mesure, de la compensation des PUEÉRA (voir le tableau 2 de la pièce HQD-8, document 6 [B-0029]) et, d'autre part, du compte d'écarts sur les combustibles (voir le tableau 6 de la pièce HQD-9, document 7 [B-0037]).
>
> **Référence :** B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 4.8

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur qu'il identifie séparément les éléments suivants de ses coûts, soit les coûts liés aux déversements et à la réhabilitation des sites, les coûts d'achats de carburant et les coûts de compensation pour le PUEÉRA.

[54] **http://www.eia.gov/forecasts/aeo/**
[55] R-3854-2013, B-0045, page 49, Tableau 31
[56] R-3905-2014, B-0042, page 49, Tableau 31

V AUTRES COÛTS EN RÉSEAUX AUTONOMES

5.1 SPEDE et coûts évités de l'énergie dans les réseaux autonomes (RA)

Concernant les coûts générés par le SPEDE résultant des achats de combustible en RA, le Distributeur indique au GRAME qu'il n'a pas inclus les coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles dans ses coûts de carburant pour les réseaux autonomes et l'on sait que seule une centrale est assujettie comme grand émetteur, dont les coûts sont intégrés via l'acquisition de droits d'émission. Rappelons que ces coûts varient selon l'usage du carburant, donc des émissions générées.

Le GRAME demandait à ce propos des précisions au Distributeur concernant les approvisionnements en carburants pour les centrales des réseaux autonomes, à savoir si ce coût est intégré directement au coût des carburants.

Le Distributeur nous réfère[57] à la réponse qu'il a donnée à la Régie, dans laquelle il indique ne pas avoir considéré les coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles, ainsi il est à prévoir que les couts indiqués au tableau 1 pour les combustibles seront augmentés de la valeur correspondante :

> Seuls les coûts du SPEDE résultant des droits d'émission assujettis au Distributeur pour la centrale de Cap-aux-Meules sont pris en compte dans le tableau 2 de la référence ii) ainsi que dans les coûts évités en énergie.
>
> Le Distributeur n'a pas considéré les coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles. Lors de la détermination de la prévision des prix des combustibles et des coûts évités pour le présent dossier, la précision des informations disponibles était insuffisante. Toutefois, le Distributeur évaluera l'impact de ces coûts dans le prochain dossier tarifaire. (Notre souligné)
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0081, Réponse à la demande no 2 de la Régie, R. 10.1

Par conséquent, le GRAME recommande que soient inclus, à brève échéance, les coûts découlant des droits d'émission qui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles via l'achat de ces combustibles dans la projection des coûts.

[57] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.1

5.2 Intégration des coûts des déversements dans le coût des carburants en RA.

Le 18 septembre 2014, un article du Devoir[58] précisait qu'Hydro-Québec indiquait qu'une défaillance d'un oléoduc serait à l'origine d'un déversement aux Îles-de-la-Madeleine. Le 20 septembre 2014[59], Hydro-Québec précisait que 100 000 litres d'hydrocarbures s'étaient déversés dans le port de Cap-aux-Meules. De cette quantité, 20 000 litres auraient été récupérés. Selon l'article de La presse, le porte-parole d'Hydro-Québec indiquait que le Ministère de l'environnement devrait proposer un plan de réhabilitation à Hydro-Québec pour la poursuite des travaux de décontamination.

Il s'agit donc nécessairement de délais qui sont en cause pour l'obtention de l'autorisation du ministère, sans parler du temps de préparation d'un tel plan de réhabilitation, et de la procédure d'évaluation des coûts à prévoir liés à l'ampleur de la contamination et de son étendue aux sols (adjacents et/ou en profondeur) et à l'eau souterraine ou de surface.

Par ailleurs, la CBC News[60] rapportait que la plupart des hydrocarbures déversés l'ont été sur les sols près du port.

Concernant le déversement d'hydrocarbures aux Iles-de-la-Madeleine, le GRAME demandait des précisions sur la quantité d'hydrocarbures déversée, la quantité récupérée et les raisons ou la raison de cette fuite :

> **Réponse :** Bien qu'il soit d'avis que les détails techniques liés au déversement survenu aux Îles-de-la-Madeleine débordent du cadre de la présente demande, le Distributeur confirme qu'environ 100 000 litres d'hydrocarbures ont été déversés lors de la fuite accidentelle. Les travaux de récupération suivent leurs cours. Par ailleurs, la fuite a été localisée et les travaux de réparation de l'oléoduc sont complétés.
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 5.1

Le GRAME demandait également au Distributeur de préciser le traitement comptable des activités de confinement et de récupération qui sont en cours et fournir une estimation de ces coûts de manière détaillée, soit les coûts liés à la récupération des hydrocarbures en milieu marin et ceux en milieu terrestre, de même que ceux requis pour la remise en état de l'oléoduc :

> **Réponse :** Le Distributeur évalue à ce jour les coûts associés au déversement d'hydrocarbures à Cap-aux-Meules à un peu plus de 7 M$. Puisque cette évaluation est préliminaire, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information de façon plus détaillée.

---

[58] Article du Devoir, Libre de penser, *Une défaillance serait à l'origine du déversement, selon Hydro-Québec*, Îles-de-la-Madeleine, 18 septembre 2014 (Annexe 5)

[59] Article de La Presse : Iles-de-la-Madeleine : 100 000 litres de diesel déversés, 20 septembre 2014 (Annexe 6)

[60] Article de CBC News, *Magdalen Islands cleaning up diesel spill near port, Spill happened along pipeline connecting Cap-aux-Meules port and Hydro-Québec station*, Sep 13, 2014 (Annexe 7)

La pratique actuelle du Distributeur est de comptabiliser à titre de coûts de combustibles tous les coûts directement liés à l'achat et à l'utilisation de mazout lourd et de diesel qui assurent l'alimentation des abonnés des réseaux autonomes. Considérant que le coût de combustibles doit comprendre tous les coûts afférents à son achat et à son utilisation, le Distributeur ajoutera aux coûts de combustibles ceux associés au présent déversement d'hydrocarbures. (Notre souligné)

Conséquemment, les coûts liés au déversement seront pris en compte lors de l'établissement du compte d'écarts lié aux achats de combustibles.

Référence : B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 5.2

Il est donc établi par le Distributeur que les coûts de réhabilitation sont comptabilisés à titre de coûts de combustibles.

Le GRAME en comprend également de la question de la Régie reproduite ci-dessous, que celle-ci déduit le prix unitaire du mazout en RA en faisant le ratio M$ / M Litres avec des résultats de 1,06 $/L en 2013 réel, pour arriver à un prix unitaire de 1,06 $/L en 2013 (réel), de 1,01 et 1,11 $/L pour 2014 (autorisé et de base) et de 1,09 $/L pour l'année témoin 2015, alors que ces calculs ne peuvent être représentatifs du prix payé par le Distributeur compte tenu de la présence de coûts afférents à son achat et à son utilisation, auxquels s'ajoutent ceux associés au présent déversement d'hydrocarbures.

COÛTS ÉVITÉS

SPEDE et coûts évités de l'énergie dans les réseaux autonomes (RA)

10. Références : (i) Pièce B-0035, p. 11;

(ii) Pièce B-0029, p. 6, tableau 2;

(iii) Pièce B-0018, p. 7 et 8;

(iv) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0017, p. 8.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur prévoit acheter des droits d'émission de 3,5 M$ en 2015 pour couvrir les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules, la seule qui dépasse le plafond autorisé.*»

Tableau 2 :
Détail des coûts et des volumes de combustible

Description	Année historique 2013		Année 2014				Année témoin 2015	
	Réel		D-2014-037		Année de base			
	M$	M Litres	M$	M Litres	M$	M Litres	M$	M Litres
Mazout - Réseaux Autonomes	77,3	72,9	77,5	76,7	86,0	77,6	84,0	77,1
Programmes Efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉRA)	14,3		12,9		16,7		13,7	
Groupes électrogènes de secours	7,1	3,1	7,0	2,3	7,2	3,0	6,9	3,0
Location et Entretien	3,8		5,0		3,9		4,0	
Combustibles	3,3	3,1	2,0	2,3	3,3	3,0	2,9	3,0
Rapides-des-Joachims	0,2		0,7		0,6		0,7	
Total	98,9		98,1		110,5		105,2	

(ii) La Régie déduit de ce tableau un prix unitaire du mazout pour les RA en faisant le ratio M$/M Litres et arrive aux résultats suivants : 1,06 $/L en 2013 réel ;

1,01 et 1,11 $/L pour 2014 (autorisé et de base) ;

1,09 $/L pour l'année témoin 2015. (Notre souligné)

(iii) « *La méthode utilisée pour le calcul du coût évité de l'énergie est la même que celle utilisée lors du dossier R-3854-2013. La révision actuelle découle principalement de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le taux de change*. »

Les coûts évités en énergie de 2014 montrés au tableau 2 varient typiquement entre 47 et 60 ¢/kWh au Nunavik et sont de 22 ¢/kWh à Cap-aux-Meules.

(iv) Dans le dossier R-3854-2013, phase 1, les coûts évités en énergie de 2013 varient typiquement entre 44 et 52 ¢/kWh au Nunavik et sont de 16,4 ¢/kWh à Cap-aux-Meules.

Référence : R-3905-2014, B-0081, Réponse à la demande no 2 de la Régie, numéro 10.1

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de séparer ces coûts et de distinguer les coûts associés aux déversements d'hydrocarbures, donc ceux associés à la récupération et particulièrement à la réhabilitation des sites consécutivement aux déversements.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

I. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - RÉSEAU INTÉGRÉ

1.1.1 Sensibilisation à la pointe

Le GRAME recommande de poursuivre les efforts de sensibilisation à la pointe donc de poursuivre les actions de communications visant à réduire les besoins en point.

Cependant, il devient incontournable d'établir des cibles de réduction pour ce type d'intervention. Ces cibles serviraient d'indicateur pour en mesurer la performance et évaluer l'impact réel des outils de communications qui sont déployés. De tels indicateurs permettraient d'adapter, au besoin, ces outils pour les années subséquentes.

Ainsi, le GRAME recommande de ne pas écarter la possibilité d'attribuer des compensations financières pour la clientèle qui réduit la consommation en pointe, en évaluant la possibilité d'ajouter un volet «compensation financière» à son programme de sensibilisation à la pointe.

Enfin, le GRAME recommande que soit étudiée la possibilité de mettre en place une rémunération incitative comme moyen permettant d'aller chercher une plus grande adhésion de clients pouvant contribuer à une meilleure gestion de la demande, et que cette étude soit déposée par le Distributeur lors du prochain dossier tarifaire.

II. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - Réseaux autonomes

2.1 Budget, programmes et interventions

Le GRAME est d'avis que la hausse du budget du PGEÉ en RA pour 2014 est justifiée et souhaitable et qu'elle suit les recommandations de la Régie sur les besoins de réduire le chauffage des locaux. À cet égard, le GRAME est satisfait que le Distributeur ait procédé de manière proactive pour y répondre dès 2014.

Le GRAME recommande que la Régie ordonne au Distributeur de présenter des informations plus détaillées sur ces budgets à autoriser par la Régie.

Le GRAME recommande d'autoriser le budget de 3 M$ pour 2015 pour les activités de gestion de la demande et pour les activités en efficacité énergétique pour les besoins des réseaux autonomes.

2.2 LES PROGRAMMES

2.2.1 Le programme d'isolation de l'entretoit

Concernant le programme d'isolation de l'entretoit, le GRAME est d'avis que compte tenu des besoins énergétiques en réseaux autonomes et des déficits encourus, il serait souhaitable d'étendre ce programme aux bâtiments institutionnels et commerciaux qui sont de plus grands consommateurs sur le réseau.

2.2.2 Consommation des ménages en deuxième tranche

Le Distributeur nous indique dans sa preuve que pour le réseau du Nunavik, il effectuera à l'automne 2014 une étude afin de mieux comprendre la consommation des ménages, notamment celle facturée à la deuxième tranche.

Bien que les résultats restent à venir et qu'il est impératif d'agir à brève échéance, le GRAME note avec satisfaction que le Distributeur entend viser les réseaux *pour lesquels les ménages ont une plus grande consommation d'électricité facturée en deuxième tranche*, et que des villages sélectionnés, deux (Kuujjuarapik et Salluit) *nécessiteront un ajout de puissance au cours des quatre prochaines années.*[61]

2.2.3 Le remplacement des luminaires dans les villages du Nunavik

Le GRAME est satisfait des démarches entreprises par le Distributeur pour le remplacement des luminaires dans tous les villages du Nunavik, effectuant aussi un virage LED de ses équipements, en ce qu'elles répondent à ses préoccupations et à ses recommandations antérieures.

2.3 Mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe en RA

Bien que le Distributeur compte déployer au début de 2015, pour chaque village du Nunavik, une trousse éducative pour sensibiliser les élèves de 5e et 6e années du primaire aux gestes permettant d'économiser de l'énergie, et qu'il entend effectuer une étude à l'automne 2014, dans le but de mieux comprendre la consommation d'électricité des ménages facturée à la deuxième tranche des tarifs D et DM[62], le GRAME soumet que la Stratégie du Distributeur concernant les mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe, dont le projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau, se doit d'être plus ciblée lors de son déploiement afin de viser en priorité les réseaux qui nécessiteront des besoins en puissance dans les quatre prochaines années.

2.4 Compteurs de nouvelle génération en réseaux autonomes

Le GRAME est d'avis que le Distributeur aurait dû déposer une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévue être déployée dans les réseaux autonomes vers 2018 au présent dossier.

Cependant, le GRAME soumet qu'une telle ébauche comporte des enjeux difficiles à prévoir et qu'il serait préférable, dans l'attente de la mise en œuvre des fonctionnalités sur une base individuelle, donc par projet, que le Distributeur établisse une liste des interventions qu'il compte analyser au cours des 5 prochaines années.

Le GRAME recommande qu'une telle liste soit comparée à un balisage préparé par une firme experte en ce domaine, balisage qui serait déposé en parallèle des projets potentiellement à l'étude.

---

[61] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.10.
[62] R-3905-2014, B-0038, page 17

2.5 Le décret D-841-2014 et l'offre de HQD en efficacité énergétique en RA

En lien avec le décret gouvernemental, le GRAME est d'avis que le cas de l'Alaska représente un exemple de meilleures pratiques en ce domaine. En effet, l'Alaska lors de sa 7ième année d'appels de propositions pour des projets de jumelage éolien, de biomasse et notamment de projets solaires, comptait plus de 51 M $[63] d'économies totales, dont près de 20 M $ en diesel[64].

Le GRAME est d'avis que pour obtenir des résultats significatifs, il ne faut pas dissocier l'efficacité énergétique du choix en matière de production énergétique, et plutôt faire en sorte qu'ils englobent les fonctions d'efficience, d'usage, de choix énergétique, de gestion de la demande, le tout associé à un choix de société impliquant les populations visées par ces choix.

Le GRAME recommande à la Régie que soit déposé par le Distributeur au prochain dossier tarifaire un balisage des meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique selon les trois axes de l'efficience, comportant notamment l'offre énergétique, l'efficacité énergétique, et les moyens associés à la tarification incitative et dissuasive.

III. Les PUEÉRA

Le GRAME est d'avis que les PUEÉ en RA ont été établis afin de réduire l'impact de l'utilisation de l'énergie sur le réseau du Distributeur et ne devraient pas faire l'objet de négociations entre les clients et le Distributeur, mais simplement être équitables dans leur application afin d'inciter cette clientèle à opter en tout temps pour le chauffage des locaux et de l'eau via le mazout et ainsi éviter le chauffage à la deuxième tranche.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que l'offre de remboursement de 30 % doit être ajustée pour la communauté Crie au Nunavik, conformément à la recherche d'équité entre les classes de tarifs, et à même une même classe de tarifs comme c'est le cas pour la classe Affaires, s'agissant d'équité entre deux communautés sur un même territoire donné.

[63] RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, page 5, Site Web : http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REFStatusReport2014_0426_Final_LowRes.pdf (Annexe 8)
[64] RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, page 7, Site Web : http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REFStatusReport2014_0426_Final_LowRes.pdf (Annexe 8)

IV. Paramètres économiques et prévision des ventes - Coûts évités

4.1 Hausse des coûts en réseaux autonomes

Le GRAME recommande que ces coûts soient divisés en trois catégories afin de faciliter l'exactitude des prévisions et de pouvoir comparer les prévisions avec les coûts réels et d'être en mesure d'identifier les causes de ces écarts.

Ainsi la rubrique achat de carburants devrait être divisé comme suit : (1) les coûts prévus d'achat de carburant, (2) les coûts liés aux déversements et (3) les coûts liés au remboursement du mazout à la hauteur de 30 % du PUEÉRA.

4.2 Méthode de calcul du coût évité en RA

En comparant les coûts évités par réseaux autonomes de 2013[65] avec ceux de 2014[66], nous constatons une différence significative de l'ordre de 20 % pour le cas de tous les réseaux autonomes au nord du 53ième parallèle.

Le GRAME se demande, suite au fait que le Distributeur indique que tous les coûts afférents à l'achat et l'utilisation des combustibles, dont ceux associés aux déversements d'hydrocarbures, sont inclus sous la rubrique achat de carburant,[67] si les coûts évités en énergie par réseaux autonomes incluent également ces derniers coûts.

Si ce n'était pas le cas, le GRAME recommande d'inclure l'ensemble des coûts, y compris ceux associés aux déversements d'hydrocarbures.

4.2.1 Croissance des coûts du carburant

Le GRAME demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de faire connaître les paramètres de calcul qu'il retient pour la prévision du prix des combustibles utilisée aux fins du calcul des coûts évités et d'indiquer sa base de calcul utilisée.

V Autres coûts en réseaux autonomes

5.1 SPEDE et coûts évités de l'énergie dans les réseaux autonomes (RA)

Le GRAME recommande que soient inclus, à brève échéance, les coûts découlant des droits d'émission qui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles via l'achat de ces combustibles dans la projection des coûts.

5.2 Intégration des coûts des déversements dans le coût des carburants en RA.

Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de séparer ces coûts et de distinguer les coûts associés aux déversements d'hydrocarbures, donc ceux associés à la récupération et particulièrement à la réhabilitation des sites consécutivement aux déversements.

---

[65] R-3854-2013, B-0017, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013

[66] R-3905-2014, B-0018, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante exprimée en c/kWh de 2013, page 8

[67] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 5.2

Annexe 1 : Extrait dossier de presse d'ÉcoWatt Bretagne 2011-2012, 15 mars 2012

Site Web :
http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/presse/dp-2012/2012_03_15_DP_RTE_Ouest_Bilan_EcoWatt_bzh.pdf

Rte
Réseau de transport d'électricité

ÉcoWatt Bretagne
Le bon geste énergie

www.ecowatt-bretagne.fr

DOSSIER DE PRESSE

BILAN ÉCOWATT BRETAGNE 2011 – 2012

15 MARS 2012

CONTACTS PRESSE :
Gulfstream Communication
Marie Poirier/ Françoise Landais
Tél. : 02 72 64 72 21 & 06 86 06 15 62
mpoirier@gs-com.fr/flandais@gs-com.fr

CONTACTS RTE :
Sandrine Morassi
Tél. : 02 40 67 37 08 & 06 12 49 60 91
sandrine.morassi@rte-france.com
Caroline Brigant
Tél. : 02 40 67 45 70 & 06 62 26 83 67
caroline.brigant@rte-france.com

Dossier de presse

CAMPAGNE ÉCOWATT HIVER 2011/2012 : LES BRETONS SE SONT Á NOUVEAU FORTEMENT MOBILISÉS

Depuis l'hiver 2008, ÉcoWatt Bretagne invite les Bretons à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité aux heures de pointe en hiver. **Cette démarche est inscrite, depuis fin 2010, dans les actions de Maîtrise de la Demande en Electricité du Pacte Electrique Breton.**

En novembre 2011, RTE et ses partenaires ont lancé la 4ème édition du programme ÉcoWatt Bretagne en se fixant l'objectif de **prolonger et d'amplifier la dynamique initiée lors des campagnes précédentes :** progression du nombre des abonnés et impact sur la consommation électrique aux heures de pointe en hiver.

Dans cette perspective, des moyens renforcés ont été déployés cette année pour mobiliser plus largement encore les publics cibles du dispositif ÉcoWatt : particuliers, entreprises, collectivités et scolaires. Un accent tout particulier a été mis sur l'implication des entreprises. A cet effet, RTE s'est rapproché de la CCIR (Chambre de commerce et d'industrie régionale) Bretagne, qui a validé son engagement en faveur de la démarche ÉcoWatt. La sensibilisation auprès des jeunes bretons de 8 à 12 ans, a également été renforcée, avec le soutien de l'Académie de Rennes.

Au terme de cette 4ème campagne, il apparaît qu'ÉcoWatt a atteint ses objectifs.
En effet, ÉcoWatt Bretagne comptabilise aujourd'hui près de **45 000 abonnés aux alertes,** un chiffre en progression de plus de 50% par rapport à la même période en 2011.

Les partenaires d'ÉcoWatt Bretagne se sont à nouveau fortement mobilisés cet hiver, en sensibilisant leurs services, et en relayant les informations vers leurs publics externes, notamment les collectivités locales. Des efforts particuliers d'inscriptions collectives ont continué à être mis en œuvre, notamment dans les services de l'Etat et par la Région. L'ADEME, ERDF, ainsi que les Espaces Info Energie (EIE) et les Conseillers en Energie Partagée, ont été plus particulièrement actifs par des actions de proximité sur tout le territoire breton.
Outre la mobilisation des particuliers qui s'inscrivent directement sur le site, **l'adhésion des partenaires ÉcoWatt, des entreprises et des collectivités** au dispositif se traduit, quant à elle, par la signature de plus de 130 chartes d'engagement au total avec des inscriptions collectives, qui représentent plus de 13 000 ÉcoW'acteurs supplémentaires.

Cette mobilisation croissante des bretons, tous publics confondus, **a contribué à réduire la consommation d'électricité aux heures de pointes,** notamment pendant la vague d'alertes de février 2012.

CAMPAGNE ÉCOWATT HIVER 2011/2012 : LES BRETONS SE SONT Á NOUVEAU FORTEMENT MOBILISÉS

Depuis l'hiver 2008, ÉcoWatt Bretagne invite les Bretons à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité aux heures de pointe en hiver. **Cette démarche est inscrite, depuis fin 2010, dans les actions de Maîtrise de la Demande en Electricité du Pacte Electrique Breton.**

En novembre 2011, RTE et ses partenaires ont lancé la 4ème édition du programme ÉcoWatt Bretagne en se fixant l'objectif de **prolonger et d'amplifier la dynamique initiée lors des campagnes précédentes :** progression du nombre des abonnés et impact sur la consommation électrique aux heures de pointe en hiver.

Dans cette perspective, des moyens renforcés ont été déployés cette année pour mobiliser plus largement encore les publics cibles du dispositif ÉcoWatt : particuliers, entreprises, collectivités et scolaires. Un accent tout particulier a été mis sur l'implication des entreprises. A cet effet, RTE s'est rapproché de la CCIR (Chambre de commerce et d'industrie régionale) Bretagne, qui a validé son engagement en faveur de la démarche ÉcoWatt. La sensibilisation auprès des jeunes bretons de 8 à 12 ans, a également été renforcée, avec le soutien de l'Académie de Rennes.

Au terme de cette 4ème campagne, il apparaît qu'ÉcoWatt a atteint ses objectifs.
En effet, ÉcoWatt Bretagne comptabilise aujourd'hui près de **45 000 abonnés aux alertes,** un chiffre en progression de plus de 50% par rapport à la même période en 2011.

Les partenaires d'ÉcoWatt Bretagne se sont à nouveau fortement mobilisés cet hiver, en sensibilisant leurs services, et en relayant les informations vers leurs publics externes, notamment les collectivités locales. Des efforts particuliers d'inscriptions collectives ont continué à être mis en œuvre, notamment dans les services de l'Etat et par la Région. L'ADEME, ERDF, ainsi que les Espaces Info Energie (EIE) et les Conseillers en Energie Partagée, ont été plus particulièrement actifs par des actions de proximité sur tout le territoire breton.
Outre la mobilisation des particuliers qui s'inscrivent directement sur le site, **l'adhésion des partenaires ÉcoWatt, des entreprises et des collectivités** au dispositif se traduit, quant à elle, par la signature de plus de 130 chartes d'engagement au total avec des inscriptions collectives, qui représentent plus de 13 000 ÉcoW'acteurs supplémentaires.

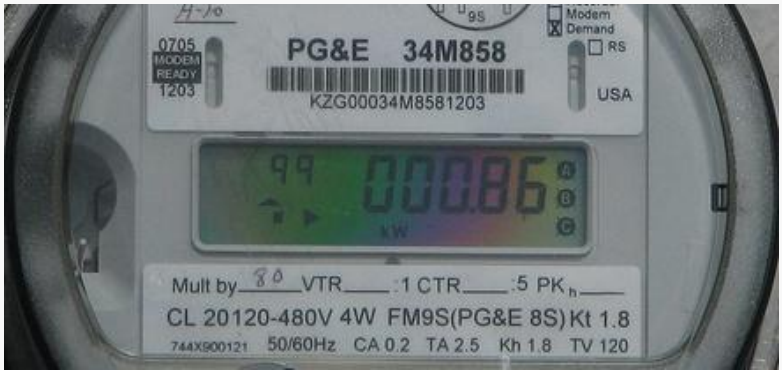
Cette mobilisation croissante des bretons, tous publics confondus, **a contribué à réduire la consommation d'électricité aux heures de pointes,** notamment pendant la vague d'alertes de février 2012.

Annexe 2 : Article de Robert Walton, If you want customers to decrease energy consumption, just ask

Site Web Utility Dive:http://www.utilitydive.com/news/if-you-want-customers-to-decrease-energy-consumption-just-ask/325736/

If you want customers to decrease energy consumption, just ask

By Robert Walton | October 27, 2014



Dive Brief :

- A summertime pilot program by customer engagement and analytics provider Opower turned up encouraging results for the grid: Even without extra economic incentive, many people will turn down the thermostat when asked. Fundamentally, the Washington Post reports, people want to conserve when utilities reach out to them.
- Virginia-based Opower worked with Green Mountain Power and Efficiency Vermont on the project, and found customers reduced electricity demand by up to 5% on the hottest days, simply because they were asked to do so.
- According to the company, the cloud based DR prompter was successful across multiple utility partners and 10 separate tests.

Dive Insight:

"In partnership with innovative utilities, we delivered reliable demand reduction through the use of behavioral science, big data analytics, and real-time communication," said Opower CEO Dan Yates. Behavioral demand response (BDR) "proves that customer behavior can play a significant role in helping to shave peak demand." Essentially, power users reduced demand simply by being asked.

Opower said it can use behavioral demand response to drive "measurable peak reduction without a price signal or device in the home."

If BDR were deployed nationally, associated peak load reduction could deliver 4,700 MW or 113% of the total capacity available today from existing residential demand response programs, Opower claims.

"Behavioral Demand Response is the biggest advancement in residential demand response programs in decades," the company said in a statement.

Recommended Reading

The Washington Post: Can we nudge people into conserving energy?

Annexe 3 : Article de Robert Walton, *Could reducing peak demand 5% be as simple as ... asking?*

Site Web d'Utulity Dive : http://www.utilitydive.com/news/could-reducing-peak-demand-5-be-as-simple-as-asking/329102/

Could reducing peak demand 5% be as simple as ... asking?

Inside Opower's behavioral demand response pilot

By Robert Walton | November 4, 2014

A pilot program completed over the summer turned up this: When utilities asked customers to turn down the thermostat, they did it.

Power providers looking to leverage the benefits of demand response face a big challenge—only about 5% of U.S. households participate in demand response programs. There are a variety of reasons, ranging from the time and difficulty in studying and getting demand response programs approved to ratepayer confusion over dynamic pricing. And while more coordinated, price-oriented and opt-in programs will show deeper savings on a per-meter basis, demand response provider Opower's work in so-called "behavioral demand response" is challenging the traditional route to demand response savings.

"It challenges the mindset that to get customers to do something, you have to pay them in return, or penalize them," said Kevin Hamilton, Opower's vice president of marketing.

"Some of the decisions we make are not entirely rational, and they are due to a lack of context," he said, "and by providing that context you can encourage individuals to adjust their usage in ways that can benefit both the customer and the utility as well."

Using targeted communication, Opower showed consistent peak load reductions across 3 states

It's that "context" that lies at the heart of Opower's behavioral demand response program. Using targeted communication like phone calls—and no price signals or in-home devices—the company showed consistent peak load reductions across a test that involved Consumers Energy in

Michigan, Efficiency Vermont/Green Mountain Power, and Glendale Water & Power in California. The program reduced demand by an average of about 3% and by up to 5% on peak days.

According to Opower, last year U.S. utilities spent $580 million on residential demand response programs, but the savings are potentially huge. The company estimates each kilowatt of demand avoided during peak hours is worth about $94 annually.

Opower estimated that if its behavioral demand response program were deployed nationally, associated peak load reduction could deliver 4,700 MW or 113% of the total capacity available today from existing residential demand response programs.

Leveraging smart meters

Utilities seeking to leverage the data collected from smart meters can look to behavioral demand response, Hamilton said. Because the program uses no price signals, tariffs or in-home device, the regulatory process is minimal. Last summer Baltimore Gas & Electric worked with Opower on a similar program, delivering targeted messaging to 300,000 customers enrolled in the utility's Smart Energy Rewards program.

Opower tested a new kind of messaging among customers, tempting them into reducing consumption based not on a price signal but by informing them of how their energy usage stacked up against that of their neighbors. "They didn't save as much, but they saved nearly as much," Hamilton said. "That was the first test of what we call 'pure behavioral demand response'—no price signal and no device in the home."

The idea that what your neighbor does can impact your energy actions is also being studied in the rooftop solar industry. Known there as "peer effects," a recent study has found a strong link between one home's solar panel and the likelihood another nearby will go green.

"In some sense, it's the 'Keeping up with the Jonses' idea," said Kenneth Gillingham, a co-author of a recent study examining the phenomenon. "Green envy" is Gillingham's favorite way of explaining it. "People see their neighbors who are doing things that are green, and they are inclined to do it themselves," he said.

With demand response it's a bit more tricky, but Opower's targeted message and comparison to nearby energy consumers sets up a similar dynamic. And the opt-out nature of the program "is the most exciting part of it," Hamilton said. Considering that just 5% of the country's homes are enrolled in a residential demand response program, a utility's ability to engage vastly more customers is significant even if the savings per-meter are much lower, he explained.

Customers with no load control device dropped their usage 5% ... just through behavioral cuts.

In Opower's test last summer, customers with BGE's existing direct load control program, PeakRewardsSM, reduced their consumption by about 23% on average. But customers with no load control device dropped their usage 5% as well, just through behavioral cues.

"If you look at an opt-in program in an average utility service territory being 5%, you might get 25% overall reduction in household usage with direct load control program but you're only reaching 5% of customers," Hamilton said. Behavioral demand response programs can reach substantially all of a utility's customers' who have smart meters (for data-rich, targeted communication), and return up to a 5% reduction.

The more recent test, with behavioral programs scaled up and deployed to more than 1 million homes across multiple utilities and ISOs, yielded similar peak demand responses.

Good for utilities, customer savings

For utilities, behavioral demand response can mean avoided costs and and a more reliable system—with fewer regulatory hurdles to overcome along the way.

"Pure behavioral demand response is not something that requires a regulatory change from a rate perspective," Hamilton said. "Clearly if you're going from a pilot program to a program that you're deploying to your entire service territory, you would file it as part of a demand response filing. But there are no additional regulatory hurdles compared to a traditional demand response program."

"If you're doing it with a price signal obviously there are years of testing that go into it, but pure behavioral demand response without a price signal or a device is not a tariff change or rate change or anything like that," he said.

For consumers, behavioral demand response programs can save them money without being enrolled in dynamic pricing programs and without in-home devices.

"We're getting them to think about their peak usage, which we think is a first step," Hamilton said.

Customers who respond well to a behavioral demand response program can be offered dynamic pricing programs, and then perhaps rebates on in-home load control devices if the utility offers the program. Hamilton said Opower views demand response as a continuum, where each program can save an engaged customer more money.

Some research, Hamilton said, has indicated 70% of power customers could benefit from a demand response program. "Once you get customers thinking about peak load as a concept, then you can introduce a dynamic pricing program, which perhaps gets you deeper savings," he said.

Annexe 4 : Whapmagoostui First Nation, Relevé des transactions d'achat de carburants entre le 9 avril 2013 et le31 mars2014

Pour le complexe sportif incluant l'aréna, datée du 11 juillet 2014

11/07/2014 12:57:08PM WHAPMAGOOSTUI FIRST NATION Page 1

G/L Transactions Listing - In Functional Currency (GLPTLS1)

Include Accounts With No Activity	[No]
Include Balances and Net Changes	[Yes]
Include Posting Seq. and Batch-Entry	[Yes]
Include Trans. Optional Fields	[No]
From Period	[01] To [12]
For Year	[2014]
Sort By	[Account No.]
Sort Transactions By Transaction Date	[No]
From Account No.	[27551] To [27551]
From Account Group	[ ] To [ZZZZZZZZZZZZ]
Last Year Closed	2014
Last Posting Sequence	26378
Use Rolled Up Amounts	[No]

Arena & Sports Complex

Account Number/ Prd.	Source	Date	Description/ Reference	Posting Seq.	Batch-Entry	Debits	Credits	Net Change	Balance
27551			Heating Fuel - Community Facilities						0.00
01	AP-IN	09/04/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 116436	23975	25002-19	47,335.31			
01	AP-IN	09/04/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 116402	23975	25002-20	56,869.75			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 01:					104,205.06	104,205.06
02	AP-IN	01/05/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 116777	24101	25129-3	42,780.39			
02	AP-IN	01/05/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 116736	24101	25129-5	45,713.61			
02	AP-IN	28/05/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 117185	24465	25492-37	43,469.16			
02	AP-IN	28/05/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 117216	24465	25492-39	46,856.99			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 02:					178,820.15	283,025.21
03	AP-IN	17/06/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 117493	24465	25492-38	2,693.36			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 03:					2,693.36	285,718.57
07	AP-IN	22/10/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 118937	25461	26487-75	18,566.54			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 07:					18,566.54	304,285.11
08	AP-IN	19/11/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 119317	25461	26487-76	49,141.83			
08	AP-IN	21/11/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 119391	25461	26487-77	54,163.64			

Account Number/ Prd.	Source	Date	Description/ Reference	Posting Seq.	Batch-Entry	Debits	Credits	Net Change	Balance
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 08:					103,305.47	407,590.58
09	AP-IN	24/12/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 119923	25463	26489-20	29,420.99			
09	AP-IN	09/12/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 119560	25463	26489-21	34,297.31			
09	AP-IN	13/12/2013	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 119536	25463	26489-22	31,331.17			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 09:					95,049.47	502,640.05
10	AP-IN	07/01/2014	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 120183	25712	26739-55	66,847.26			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 10:					66,847.26	569,487.31
11	AP-IN	17/02/2014	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 120613	25979	27005-58	45,896.20			
11	AP-IN	17/02/2014	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 120643	26114	27149-26	43,869.81			
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 11:					89,766.01	659,253.32
12	AP-IN	17/03/2014	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 120936	25979	27005-108	30,022.01			
12	AP-IN	17/03/2014	F.C.N.Q.-Petro 9551000C 120910	25979	27005-109	43,591.11			
12	GL-JE	31/03/2014	Record accrued liabs as at Q4 [TO BE REVERS	26078	27099-1	43,869.81			
12	GL-JE	31/03/2014	Record accrued liabs as at Q4 [REVERSED)	26157	27100-1		43,869.81		
			Net Change and Ending Balance for Fiscal Period 12:					73,613.12	732,866.44
			Totals: Heating Fuel - Community Facilities			776,736.25	43,869.81	732,866.44	732,866.44
			Report Totals:			776,736.25	43,869.81	732,866.44	732,866.44

1 account printed

Annexe 5 : Article de La Presse : Iles-de-la-Madeleine : 100 000 litres de diesel déversés

Publié le 20 septembre 2014 à 05h00 | Mis à jour le 20 septembre 2014 à 05h00

Îles-de-la-Madeleine: 100 000 litres de diesel déversés

Hydro-Québec a indiqué avoir récupéré 20 000 litres des quelque 100 000 litres de diesel qui ont fui de son oléoduc au port de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine.
Photo fournie par Diane Hébert

Johanne Fournier
Le Soleil

(Îles-de-la-Madeleine) Hydro-Québec évalue à 100 000 litres la quantité d'hydrocarbures qui s'est déversée au port de Cap-aux-Meules, ce qui équivaut à moins de 3 % du volume d'eau d'une piscine olympique. De cette quantité, 20 000 litres ont été récupérés jusqu'à maintenant.

La société d'État a développé une technique qui lui permet de séparer le diesel de l'eau. Par conséquent, on ne parle plus d'eau huileuse, mais bien de diesel récupéré.

La défaillance dans l'oléoduc, qui s'étend sur trois kilomètres de longueur, a été localisée jeudi, dans la zone du port de Cap-aux-Meules. Des travaux d'inspection se poursuivent dans toute la canalisation qui alimente en carburant la centrale thermique située à Lavernière, permettant ainsi aux quelque 12 000 Madelinots d'être approvisionnés en électricité. «Pour l'instant, il y a une défaillance qui a été localisée dans un secteur qui est circonscrit», confirme la porte-parole d'Hydro-Québec, Nathalie Vachon. Jusqu'à maintenant, aucune autre brèche n'a été trouvée.

Une cinquantaine d'employés à pied d'oeuvre

Les travaux de colmatage n'ont pas débuté. «Il faut avoir toute l'information avant de débuter les réparations, mais on a des gens qui ont commencé à voir ce qui pourrait être fait», explique Mme Vachon.

Parallèlement à toutes ces activités, une cinquantaine d'employés sont toujours à pied d'oeuvre afin de confiner le déversement et de récupérer le diesel.

Le ministère de l'Environnement devrait bientôt déposer un plan de réhabilitation à Hydro-Québec pour la poursuite des travaux de décontamination. «C'est une procédure normale et habituelle pour remettre le terrain en état», mentionne la porte-parole de l'organisme responsable de l'incident.

Par ailleurs, Nathalie Vachon rappelle que les habitants de l'archipel n'ont pas à être inquiets par rapport à la continuité de l'approvisionnement en électricité. «Si, éventuellement, l'oléoduc n'était pas prêt à être utilisé, on a d'autres moyens de contingence», rassure Mme Vachon. Parmi ces moyens, Hydro-Québec pourrait alimenter sa centrale par des camions-citernes.

© La Presse, ltée. Tous droits réservés.

Annexe 6 : Article du Devoir, Libre de penser, *Une défaillance serait à l'origine du déversement, selon Hydro-Québec*, Îles-de-la-Madeleine, 18 septembre 2014

LE DEVOIR
Libre de penser

ÎLES-DE-LA-MADELEINE

Une défaillance serait à l'origine du déversement, selon Hydro-Québec

18 septembre 2014 15h56 | La Presse canadienne | Actualités sur l'environnement

Photo: Source Attentions Fragiles
Le déversement a été localisé le 11 septembre aux Îles-de-la-Madeleine.

Cap-aux-Meules — Hydro-Québec a annoncé jeudi qu'une défaillance susceptible d'être à l'origine du déversement survenu aux Îles-de-la-Madeleine le 11 septembre avait été localisée.

Selon la société d'État, des analyses ont permis de situer la fuite dans la zone du port de Cap-aux-Meules.

Hydro-Québec a de plus assuré que les travaux d'inspection de l'oléoduc, qui relie le port à sa centrale d'électricité, progressaient bien.

Elle veut s'assurer que le reste de l'oléoduc est en parfait état avant de procéder à l'étape de la réparation.

Parallèlement, Hydro-Québec poursuit les activités de confinement et de récupération de concert avec des entreprises spécialisées.

Plus de 11 000 litres d'hydrocarbures ont ainsi été récupérés.

Annexe 7: Article de CBC News, *Magdalen Islands cleaning up diesel spill near port, Spill happened along pipeline connecting Cap-aux-Meules port and Hydro-Québec station*

CBC News Posted: Sep 13, 2014 9:11 AM

Magdalen Islands cleaning up diesel spill near port

Spill happened along pipeline connecting Cap-aux-Meules port and Hydro-Québec station

Booms line the port waters in Cap-aux-Meules in the Magdalen Islands in an effort to contain spilled diesel that might have leaked into the port. (Radio-Canada)

Authorities are working to contain a diesel spill along a pipeline near the harbour of Cap-aux-Meules in the Magdalen Islands.

Hydro-Québec emergency teams and Coast Guard environmental response personnel are at the site trying to clean up the spill, which authorities say could involve up to 50,000 litres of diesel fuel.

Jonathan Lapierre, the mayor of the Magdalen Islands, said the leak happened somewhere along a pipeline connecting the port to a Hydro-Québec station.

"We've closed all the valves along the line to stop the flow of diesel between the two places," he said.

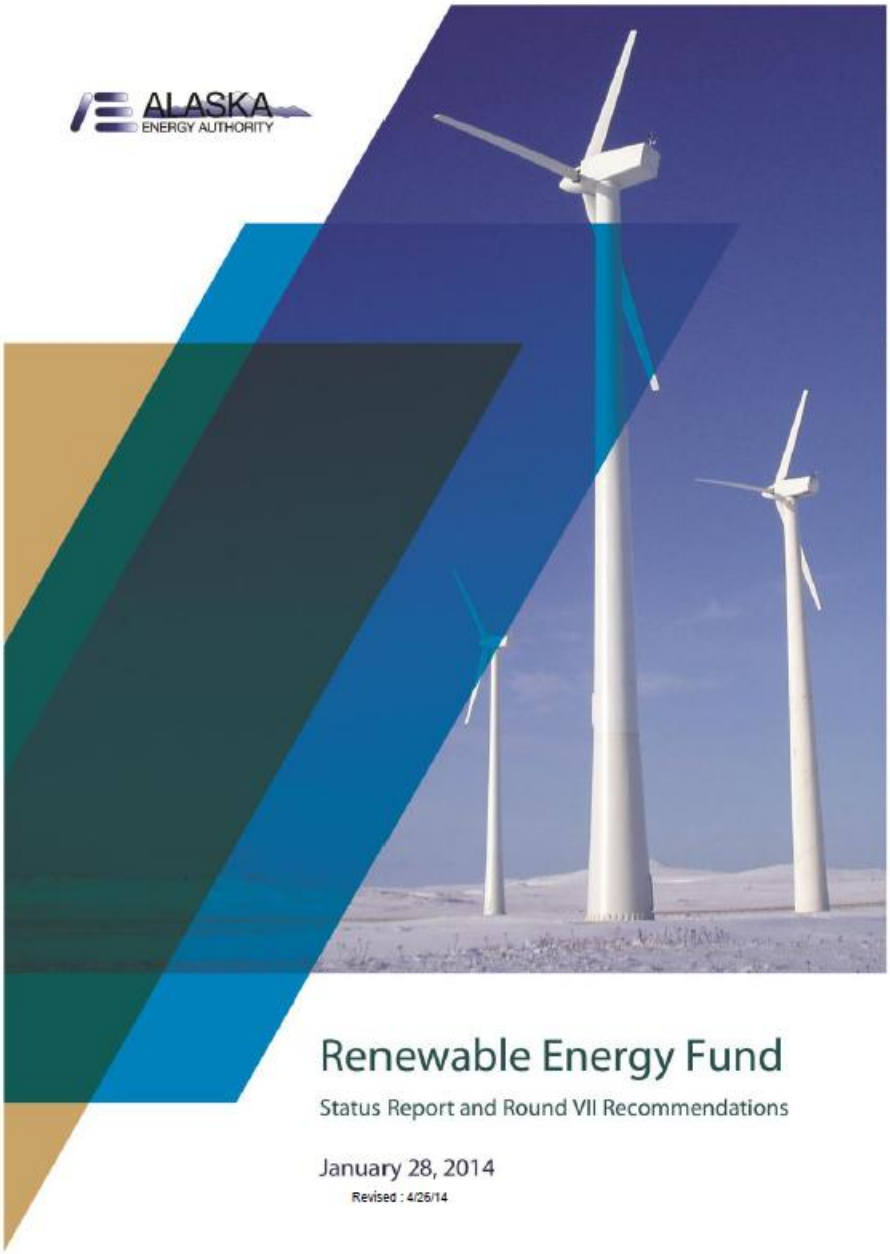
Most of the fuel spilled on land near the harbour, and Lapierre said it's believed only a minimal amount entered the water.

Excavators were at work along the line to try to find the source of the leak.

"It's a serious situation, but all the equipment and teams are in place to ensure it's cleaned without delay and with as little impact on the environment as possible," Lapierre said.

Annexe 8 : Extrait : RENEWABLE ENERGY FUND STATUS REPORT - JANUARY 2014, pages 5 et 7

Site Web : http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REFStatusReport2014_0426_Final_LowRes.pdf



Performance & Savings

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

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

Figure 5.

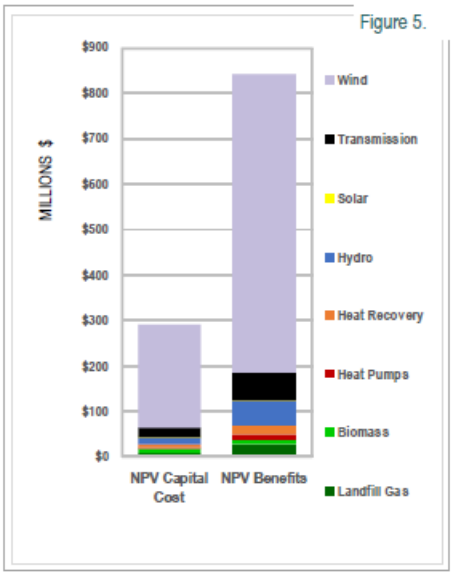
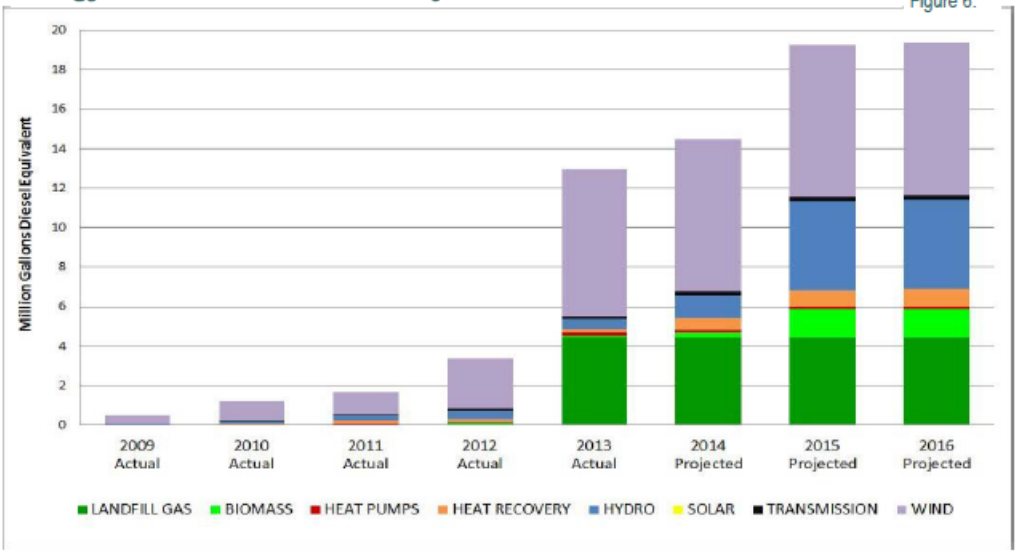


Figure 6 indicates that 2013 was a significant year of growth in renewable energy produced by REF projects. During the year, 12.7 million gallons of diesel fuel (equivalent) were saved. There is a projected increase of nearly 3.5 million gallons per year for the next two years based upon projected construction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

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

Energy Generation Actual and Projected 2009—2016

Figure 6.



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

Table 2.

2012				2013				Cumulative Total (2009-2013)			
Energy Production		Fuel Displaced		Energy Production		Fuel Displaced		Energy Production		Fuel Displaced	
Electrical (MWh)	Thermal (MMBtu)	Diesel Equivalent (Gal x 1000)	Savings ($ x 1000)	Electrical (MWh)	Thermal (MMBtu)	Diesel Equivalent (Gal x 1000)	Savings ($ x 1000)	Electrical (MWh)	Thermal (MMBtu)	Diesel Equivalent (Gal x 1000)	Savings ($ x 1000)
-	-	-	$ -	46,714	-	4,451	$ 4,050	46,714	-	4,451	$ 4,050
-	-	-	$ -	389	-	30	$ 162	389	-	30	$ 162
3,510	-	270	$ 1,051	3,509	-	270	$ 964	8,582	-	655	$ 2,425
1,956	-	150	$ 645	1,913	-	147	$ 612	8,466	-	616	$ 2,274
-	-	-	$ -	709	-	51	$ 230	709	-	51	$ 230
-	-	-	$ -	9	-	1	$ 2	9	-	1	$ 2
940	-	60	$ 218	989	-	60	$ 216	2,240	-	136	$ 501
995	-	61	$ 193	1,173	-	72	$ 234	4,513	-	265	$ 826
989	-	64	$ 133	1,563	-	101	$ 266	4,782	-	290	$ 712
131	-	10	$ 39	122	-	9	$ 34	948	-	66	$ 246
147	-	10	$ 41	198	-	14	$ 53	588	-	39	$ 144
500	-	38	$ 161	539	-	41	$ 162	1,520	-	113	$ 444
505	-	36	$ 142	506	-	36	$ 139	1,075	-	76	$ 299
116	-	9	$ 36	223	-	17	$ 67	339	-	26	$ 102
13,091	-	922	$ 1,973	71,619	-	5,044	$ 13,302	84,710	-	5,966	$ 15,275
16,201	-	1,141	$ 4,212	25,438	-	1,791	$ 6,134	72,538	-	5,103	$ 17,598
2,177	-	148	$ 550	2,686	-	183	$ 649	4,863	-	331	$ 1,198
-	-	-	$ -	612	-	37	$ 122	612	-	37	$ 122
41,259	-	2,919	$ 9,393	158,908	-	12,355	$ 27,397	243,596	-	18,252	$ 46,612
792	-	58	$ 266	772	19	57	$ 263	1,759	19	129	$ 594
-	-	-	$ -	113	138	10	$ 46	113	138	10	$ 46
185	-	14	$ 63	314	626	30	$ 140	586	626	50	$ 233
-	-	-	$ -	193	312	15	$ 67	193	312	15	$ 67
938	-	68	$ 248	955	316	72	$ 276	3,580	316	251	$ 874
1,914	-	140	$ 577	2,347	1,411	183	$ 792	6,232	1,411	456	$ 1,814
-	4,595	44	$ 147	-	3,950	38	$ 103	-	13,180	121	$ 393
-	212	2	$ 7	-	231	2	$ 6	-	443	4	$ 12
-	3,977	38	$ 107	-	3,048	29	$ 94	-	7,025	68	$ 201
-	780	7	$ 29	-	1,040	10	$ 28	-	2,880	26	$ 92
-	600	5	$ 25	-	720	5	$ 14	-	3,540	30	$ 110
-	5,400	45	$ 159	-	6,400	46	$ 159	-	16,917	128	$ 449
-	1,740	15	$ 54	-	4,382	37	$ 104	-	6,122	52	$ 158
-	-	-	$ -	-	5,521	53	$ 143	-	5,521	53	$ 143
-	3,349	33	$ 91	-	2,883	32	$ 132	-	12,478	138	$ 417
-	-	-	$ -	-	5,837	52	$ 213	-	5,837	52	$ 213
-	2,617	25	$ 97	-	2,500	24	$ 178	-	9,175	85	$ 477
-	7,711	79	$ 135	-	7,329	76	$ 130	-	21,929	221	$ 495
-	130	2	$ 8	-	108	1	$ 7	-	433	5	$ 23
-	31,111	295	$ 858	-	43,949	406	$ 1,310	-	105,480	982	$ 3,182
43,172	31,111	3,355	$ 10,829	161,255	45,361	12,944	$ 29,499	249,828	106,892	19,689	$ 51,607

Data for the following projects in operation is not reported:

- City of Akutan Town Creek Hydro Repairs and Upgrade did not report performance data in 2013.
- Cordova Electric Cooperative Heat Recovery was commercialized but shut down one week after start-up. The Organic Rankine Cycle commenced the start-up process on June 1, 2012. Cordova Electric operates on hydroelectric power throughout the summer and fall. The ORC was not fully commissioned until late fall 2013. Initial runs show that the system is operating as designed.
- Lake and Peninsula Borough Wood Boilers data were not available.
- The Southeast Island School District -Thorne Bay School, Wood Fired Boiler Project started generating energy in the 4th Quarter of 2012. The system was not operational in 2013 due to wet wood.

Table 2 Source: Fay, G., Villalobos Meléndez A., and Saylor B. 2014. Institute of Social and Economic Research, University of Alaska Anchorage, prepared for the Alaska Energy Authority.

Partial support for this report and renewable energy fund project database developed by the Institute of Social and Economic Research, University of Alaska Anchorage is from a grant from the U.S. Department of Energy, EPSCoR project DE-PS02-09ER09-12, Making Wind Work for Alaska: Supporting the Development of Sustainable, Resilient, Cost-Effective Wind-Diesel Systems for Isolated Communities to the University of Alaska.

City of Pelican Hydroelectric Upgrade during construction
Alaska Energy Authority