

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 2013-2014

DOSSIER R-3814-2012

GRAME-I
APPROVISIONNEMENT, TARIFICATION, INVESTISSEMENTS ET CHARGES

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats inc.

En collaboration avec

Valentina Poch,
Analyste interne pour le GRAME,

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 6 novembre 2012

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.

TABLE DES MATIÈRES

MANDAT	3
TABLE DES MATIÈRES	5
LISTE DES ANNEXES.....	6
I- STRATEGIES D'APPROVISIONNEMENT	7
1.1 Approvisionnements en puissance - réseau intégré.....	7
1.2.1 Projet d'efficacité à titre de fournisseur d'électricité – réseau intégré et réseaux autonomes.....	9
1.3 Exemples de projets d'efficacité énergétique et de moyens pour réduire la demande à la pointe.....	11
1.3.1 Exemple de projet d'efficacité énergétique – réseau autonome IDLM	12
1.3.2 L'appel au public – réseau intégré et autonome	12
1.3.3 Community Energy Storage – autonome.....	15
1.3.4 Autres mesures : les compteurs intelligent et la production de sources renouvelables – réseau autonome.....	16
1.4 Un virage en efficacité à faire en réseaux autonomes	16
1.4.1 Prévision de l'alimentation électrique dans les réseaux autonomes et développement du Nord.....	17
II. CHARGES D'EXPLOITATION, EFFORTS D'EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR ET INVESTISSEMENTS	18
2.1 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques.....	18
2.2 Reclassement de l'activité Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils dans la nouvelle catégorie : Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	22
III TARIFS D'ÉLECTRICITÉ.....	24
3.1 Stratégie tarifaire	24
3.2 Option d'électricité interruptible avec préavis et sans préavis.....	24
3.2.1 Réduction des émissions de GES et acceptabilité sociale	28
3.2.2 Critères de sélection d'admissibilité - l'expérience d'Hydro-Sherbrooke	29
3.2.3 Critères de sélections liés à la santé publique	32
3.2.4 L'expérience en réseau intégré de l'option de groupe électrogène du Distributeur	34
3.2.5 Respect des normes et règlements par les propriétaires de groupes électrogènes qui adhèrent à l'option interruptible.	35
3.2.6 Conclusions et recommandations - Option avec préavis	37
3.2.7 Conclusions et recommandations - Option sans préavis.....	38
3.3 Retrait du tarif d'éclairage Sentinelle pour les abonnements dont les luminaires doivent être remplacés.....	38
3.4 Le tarif du service général d'éclairage public	41
3.5 Service complet d'éclairage public	46
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATION	52
LISTE DES ANNEXES.....	56

LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE I : Site Web Le Télégramme :
<http://www.letelegramme.com/ig/generales/regions/finistere/electricite-ecowatt-atteint-ses-objectifs-en-bretagne-20-03-2012-1638073.php>
- ANNEXE II : Recueil de politiques d'Hydro-Québec : Notre environnement
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf
- ANNEXE III : Recueil de politiques d'Hydro-Québec: Notre rôle social
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf
- ANNEXE IV : Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting
Host Site: Lija Loop, Portland, Oregon. Final Report prepared in support of the U.S. DOE Solid State Lighting Technology Demonstration GATEWAY Program, Prepared for the U.S. Department of Energy by Pacific Northwest National Laboratory, November 2009, Page 2.5 Power and Energy
- ANNEXE V : Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting
Host Site: City of Oakland, California. Final Report prepared in support of the U.S. DOE Solid State Lighting Technology Demonstration GATEWAY Program and PG& Emerging Technologies Program. Prepared for the U.S. Department of Energy and Pacific Gas & Electric by Energy Solutions, January 2008, page Executive Summary
- ANNEXE VI : Site Web the evolution of illumination consulté le 4 novembre 2012:
<http://evluma.com/choosel.html>, 2 pages

I- STRATEGIES D'APPROVISIONNEMENT

1.1 Approvisionnements en puissance - réseau intégré

La présente section vise à analyser dans quelle mesure les besoins en puissance du Distributeur peuvent être satisfaits par des moyens associés à des idées novatrices comme la gestion de la demande et l'appel au public.

Dans sa preuve, le Distributeur mentionne que l'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra contribuer jusqu'à hauteur de 250 MW. En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur mentionne que *ce moyen figure parmi les moyens disponibles pour satisfaire les besoins en puissance, et ce, depuis plusieurs années déjà.*¹ Il ajoute par contre que, *ce moyen repose sur la disponibilité des abaisseurs de tension dans les postes.*²

Dans l'éventualité d'un niveau d'adhésion à l'option d'électricité interruptible différent de 850 MW, les achats sur le marché de court terme seraient ajustés en conséquence. L'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra contribuer jusqu'à hauteur de 250 MW.

Référence : R-3814-2012, HQD-5, document 1, section 2.2.3, pages 11 et 12, section 2.2.3.

Le tableau 5 *Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance* illustre trois moyens de court terme représentant 1570 MW³. En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur mentionne que les potentiels des autres moyens d'approvisionnement de court et de long termes sont réévalués lors des plans d'approvisionnement déposés aux trois ans, mais qu'à court terme, *les moyens identifiés dans ce plan sont largement suffisants pour satisfaire les besoins en puissance prévus en 2013.*⁴

Concernant les stratégies d'approvisionnement en puissance en réseau intégré, le GRAME est d'avis qu'il serait bénéfique pour le Distributeur de rechercher d'autres moyens susceptibles de satisfaire ses besoins en puissance et d'y associer des idées novatrices. Le GRAME est d'avis que bien que les résultats de ces recherches soient déposés aux trois ans aux Plans d'Approvisionnement, elles doivent se faire en continue.

¹ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.1.1, page 3

² B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.1.1, page 3

³ HQD-5, document 1, section 2.2.3, pages 11 et 12 : *Tableau 5 Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance pour l'hiver 2012-2013.*

⁴ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.1.2, page 3

1.2 Gestion de la consommation, appel de puissance et autres moyens - réseau intégré et autonomes

Le GRAME note que le Distributeur n'inclut toujours pas de mesures de gestion de la consommation dans sa stratégie d'approvisionnement en puissance, notamment pour les besoins de la pointe hivernale, ni de projet de réduction de la consommation en puissance, alors que dans sa décision D-2012-024 rendue au dossier tarifaire précédent R-3776-2011, la Régie demandait au Distributeur "*d'entreprendre sans tarder la conception de programmes visant la gestion de la consommation*"⁵, en lien avec la gestion de la charge et l'examen du potentiel technicoéconomique (PTÉ) de puissance. Au PGEÉ du présent dossier, on note la présence d'un seul programme visant la gestion de la consommation liée aux besoins en puissance.

De plus, dans sa décision D-2012-024, par. 481, la Régie rappelle au Distributeur sa demande précédente du dossier R-3748-2011 "*d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation*"⁶. Le GRAME déplore le fait que le Distributeur n'exerce pas de suivi sur les demandes faites par la Régie. Ce n'est pas un fait nouveau, depuis le dossier R-3473-2001 la Régie invite le Distributeur à inclure des mesures de gestion de la charge.

Le GRAME demandait⁷, en lien avec l'examen du PTÉ de la gestion de la consommation et les décisions de la Régie, quelles démarches ont été entreprises. Le Distributeur nous réfère à la réponse qu'il a fournie à la Régie à sa question 58.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1. Le GRAME note que l'examen de ce potentiel est encore reporté une fois de plus.

Le rapport sur le PTÉ – Gestion de la consommation sera déposé dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, Ce PTÉ couvrira tous les secteurs et l'impact de chacune des mesures sera quantifié.

Référence : R-3814-2012, B-0082, Réponse à la question 58.1 de la Régie, HQD-13, doc. 1.

Outre le programme de Gestion de la consommation - Chauffe-eau à trois éléments, le GRAME demandait également quelles démarches le Distributeur a entrepris depuis la décision D-2012-024 quant à la conception de programmes visant la gestion de la consommation avec l'objectif qu'il soit utile du point de vue réglementaire. Le Distributeur nous réfère⁸ à la réponse qu'il a fournie à la question 58.2 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Avant d'entreprendre la conception de programmes, une phase de qualification d'opportunité est nécessaire, laquelle doit tenir compte des barrières commerciales et de la rentabilité économique de tels programmes.

Référence : R-3814-2012, B-0082, Réponse à la question 58.2 de la Régie, HQD-13, doc. 1.

⁵ R-3776-2011, D-2012-024, par. 481

⁶ R-3748-2011, Plan d'approvisionnement, Décision D-2011-162, page 50

⁷ R-3814,2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.2.1, p. 5

⁸ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.2.2, p. 5

Le GRAME conclut que le Distributeur est en retard dans ses recherches d'opportunités en mesures de gestion de la consommation dans sa stratégie d'approvisionnement en puissance.

1.2.1 Projet d'efficacité à titre de fournisseur d'électricité – réseau intégré et réseaux autonomes

Le GRAME est du même avis que le Distributeur lorsqu'il mentionne qu'*une phase de qualification d'opportunité est nécessaire*⁹. En effet, le GRAME a demandé dès le Plan d'approvisionnement 2008-2017 (dossier R-3648-2007) qu'un balisage des opportunités soit fait afin de tenir compte de la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46*, qui modifiait le texte de la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'y ajouter un concept, soit celui de considérer le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique à titre de fournisseur d'électricité.¹⁰

Le GRAME rappelle, encore une fois, qu'au dossier R-3648-2007¹¹, visant à la fois les réseaux autonomes et le réseau intégré, il a fait valoir l'importance de déterminer quels sont les secteurs d'activités pouvant être intéressés à soumettre de tels projets, de même que le potentiel technico-économique par secteurs d'activités au Québec. Le Distributeur, pour sa part, trouvait cet aspect de la problématique prématuré¹².

De plus, le GRAME demandait au dossier R- 3648-2007, il y a donc 5 ans déjà, que le Distributeur **ne tarde pas à débiter ses recherches** *en ce domaine afin d'être en mesure d'évaluer et d'incorporer, le cas échéant, ce potentiel lors du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur(...)*¹³.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur accuse un retard manifeste dans ses démarches de recherches d'opportunités et d'évaluation du potentiel de projets d'efficacité à titre de fournisseur d'électricité, à la fois pour le réseau intégré et les réseaux autonomes.

Au dossier R-3748-2010, soit le plan d'approvisionnement 2011-2020, le GRAME rappelait pour une deuxième fois, que dans le cadre d'un appel d'offres, la procédure d'appel d'offres et d'octroi du Distributeur doit « *2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique* ». ¹⁴

⁹ R-3814-2012, B-0082 Réponse à la question 58.2 de la Régie à la pièce HQD-13, doc. 1

¹⁰ R-3648-2007, GRAME 1, doc. 2, pages 28 et 29

¹¹ R-3648-2007, GRAME 1, doc. 2, pages 28 et 29

¹² R-3648-2007, HQD-3, Document 6, Page 16 de 55, réponse 6.2, 6.3 et 6.4

¹³ R-3648-2007, GRAME 1, doc. 2, pages 28 et 29

¹⁴ R-3748-2010, Extrait pages 10, 11, C-GRAME-0010

Extrait : Article 74.1 de la *Loi de la Régie de l'énergie*

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

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

*Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles. (...)
Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.*

Le GRAME concluait également, qu'il serait souhaitable que le Distributeur débute une étude de marché permettant de cibler les promoteurs (fournisseurs d'électricité) potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseau autonome.¹⁵ Le GRAME visait cette fois-ci plus particulièrement les réseaux autonomes, compte tenu des problématiques environnementales liées aux groupes diesel et au déficit croissant de ces réseaux.

Dans sa décision D-2011-162 rendue au dossier R-3748-2010, la Régie résumait ainsi la position du GRAME au paragraphe 190, à la section 3.5 - Appel d'offres en puissance .

[190] Pour sa part, le GRAME demande que soit réalisée une étude portant sur le potentiel technologique des projets d'efficacité énergétique qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres en réseau intégré permettant de rencontrer les besoins en puissance du Distributeur¹⁶. (nous soulignons)

Par ailleurs, le GRAME était satisfait que le Distributeur confirme prévoir inclure des projets d'efficacité énergétique à l'éventuel appel d'offres. La Régie relate la position du Distributeur à cet égard à son paragraphe 188 de sa décision D-2011-162.

[188] Le Distributeur a d'ailleurs confirmé qu'il prévoit inclure les projets d'efficacité énergétique à l'éventuel appel d'offres :

«Cet appel d'offres sera aussi ouvert aux projets d'efficacité énergétique qui répondent aux objectifs de fiabilité en puissance et de contribution en énergie et qui satisfont aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles, comme le prévoit la LRE¹⁷.»

De plus, dans cette même décision D-2011-162 (R-3748-2011), la Régie demande au Distributeur au paragraphe 194 d'examiner le potentiel de ce type de projets et d'évaluer les délais requis pour leur mise en œuvre et de prendre des mesures nécessaires pour que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets soit considéré. La Régie met l'accent

¹⁵ R-3748-2010, Extrait pages 11, C-GRAME-0010

¹⁶ R-3748-2011, Pièce C-GRAME-0014, page 7.

¹⁷ R-3748-2011, Pièce B-0081, page 10.

sur le traitement égal à toutes les sources d’approvisionnement de même qu’aux projets d’efficacité énergétique :

[194] À cet égard, la Régie demande au Distributeur d’examiner le potentiel de ce type de projets et d’évaluer les délais requis pour leur mise en oeuvre. Une fois cet examen complété, la Régie demande au Distributeur de prendre les mesures nécessaires pour s’assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins, de façon à accorder un traitement égal à toutes les sources d’approvisionnement de même qu’aux projets d’efficacité énergétique.

Référence : R-3748-2011, D-2011-162, page 59, par. 194

En suivi de cette décision, le GRAME demandait au Distributeur l’état d’avancement du potentiel de ce type de projets et l’évaluation des délais de mise en oeuvre. Le GRAME demandait également si le Distributeur a établi un bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance pour s’assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins, de façon à accorder un traitement égal à toutes les sources d’approvisionnement de même qu’aux projets d’efficacité énergétique. La réponse du Distributeur n’indique pas qu’il a débuté ses travaux sur le potentiel de ce type de projet, ni évaluer les délais de mises en oeuvre¹⁸ :

Le GRAME conclut que le Distributeur ne semble pas en mesure d’accomplir la première étape de cette démarche, soit la phase de qualification d’opportunités des projets d’efficacité à titre de fournisseur d’électricité.

Compte tenu de l’absence de démarche par le Distributeur, le GRAME recommande au Distributeur de procéder ou de mandater une firme d’experts en ce domaine afin de réaliser une revue des technologies et des projets en efficacité énergétique, par secteurs d’activités ou regroupements d’intérêts, et ce avant l’examen du prochain plan d’approvisionnement.

1.3 Exemples de projets d’efficacité énergétique et de moyens pour réduire la demande à la pointe

Selon le GRAME, un projet de réduction de la demande en puissance demeure un moyen d’approvisionnement au même titre que l’ajout de puissance, même s’il sera comptabilisé de manière à réduire les besoins de puissance. Ainsi, le GRAME compte proposer des pistes de solutions liées aux besoins en puissance, comme par exemple les projets de remplacement de luminaires DEL ou l’amélioration de la stratégie de communication de l’appel au public¹⁹. Cette section vise, selon le cas, soit le réseau intégré ou les réseaux autonomes.

¹⁸ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.3.1, et 1.3.2 et suivantes, page 6

¹⁹ R-3748-2011, D-2011-162, par. 151

1.3.1 Exemple de projet d'efficacité énergétique – réseau autonome IDLM

Concernant plus précisément le projet d'efficacité énergétique prévu aux Îles-de-la-Madeleine²⁰, soit le projet pilote d'installation de luminaires de type DEL, le GRAME demandait au Distributeur si ce projet DEL peut réduire l'appel de puissance et d'en estimer le gain en puissance de ce projet s'il était étendu par exemple à la grandeur des Îles-de-la-Madeleine.

Réponse : *Oui, les mesures d'éclairage public aux DEL peuvent contribuer à la réduction de l'appel de puissance. Voir la réponse à la question 3.17*

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.11

Le GRAME est d'avis que projet pilote d'installation de luminaires de type DEL doit tester les gains en puissance, selon l'heure de la journée et selon les saisons. Ainsi, il serait le premier projet à évaluer le potentiel de cette technologie dans le cadre d'un futur appel d'offres au titre d'une fourniture d'énergie.

Le GRAME recommande dans le cadre du projet pilote d'installation de luminaires de type DEL aux IDLM, que soient testés en parallèle les gains en puissance, selon les courbes de consommation journalières et mensuelles, en fonction des saisons et que ces résultats soient déposés à la Régie en suivi.

1.3.2 L'appel au public – réseau intégré et autonome

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas envisagé²¹ faire appel au public, via un plan de communication, pour le cas des réseaux autonomes en déficit de puissance comme pour les réseaux de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie.

Dans sa décision D-2011-162, la Régie a accepté la proposition du Distributeur de ne pas prendre en compte l'appel au public dans le bilan de puissance, mentionnant tout de même que le Distributeur a intérêt à bonifier sa stratégie de communication²². En suivi de cette décision, le GRAME souhaite proposer au Distributeur l'ajout d'une stratégie de communication pour réduire ses besoins en puissance.

²⁰ R-3814-2012, B-042, HQD-8, document 8, Page 26

²¹ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.12

²² R-3748-2011, D-2011-162, par. 152

[152] *La Régie est d'avis que l'appel au public représente un moyen de gestion opérationnel de la pointe relativement simple et peu coûteux²³, permettant d'accentuer la sensibilisation du public. Elle juge que le Distributeur a intérêt à bonifier sa stratégie de communication visant à sensibiliser sa clientèle sur la notion de pointe hivernale, les comportements à adopter durant cette période et les bénéfices pouvant en découler pour celle-ci.*

Référence : R-3748-2011, D-2011-162, par. 152.

La Régie a également, dans cette décision, résumé la position du GRAME comme suit :

[151] Le GRAME est pour sa part d'avis que le Distributeur devrait s'inspirer du succès que connaît la démarche *EcoWatt* initiée en Bretagne et par laquelle des alertes envoyées par courriels aux 30 000 personnes inscrites, la messagerie texte et autres outils de communication électronique en période de pointe auraient généré une réduction de 2 à 5 % de la consommation d'électricité²⁴.

Par ailleurs, le Distributeur nous informe, en réponse à une demande du GRAME qu'il travaille présentement à la mise en place d'une stratégie de sensibilisation et que cette question sera abordée dans l'état d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020,²⁵ ce que le GRAME accueille favorablement.

Concernant les besoins en puissance du Distributeur à la pointe d'hiver, le GRAME réitère sa position énoncée au dossier R-3748-2010, à l'effet que le Distributeur aurait intérêt à s'inspirer de la démarche *EcoWatt* initiée en Bretagne pour répondre aux problématiques spécifiques de pointe de consommation.

Extrait : L'appel au public

19. *Ce programme connaît un vif succès avec plus de 30 000 personnes inscrites et utilise des alertes via des courriers électroniques, la messagerie texte et autres outils interactifs lors des demandes de pointe. En juin 2011, le Réseau de transport d'électricité (RTE) constatait dans son bilan²⁶ une diminution de la consommation de l'électricité en Bretagne allant jusqu'à 2,5% aux heures les plus chargées en hiver ;*

20. *Dans un contexte où les nouveaux outils de communication interactive font partie intégrante du mode de vie actuel, le GRAME est d'avis que le Distributeur aurait avantage à s'inspirer de ce modèle dans le cadre des moyens de gestion de la demande en lien avec l'appel au public ;*

Référence : R-3748-2010, C-GRAME-0014, Plaidoirie du GRAME, page 5

²³ R-3748-2011, Pièce A-0040, page 38.

²⁴ R-3748-2011, Pièce C-GRAME-0014, page 5.

²⁵ R-3814,2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.4.1, p. 7

²⁶ <http://www.ecowatt-bretagne.fr/forums/viewtopic.php?f=1&t=78>

ÉcoWatt atteint ses objectifs en Bretagne -20 mars 2012

On peut constater à la lecture des nouvelles du programme ÉcoWatt que la démarche de communication est un succès en progression, mais qu'il faut du temps pour atteindre une participation significative. D'où l'importance de débiter la démarche pour faire en sorte qu'une culture de société s'installe.

Avec 45.000 abonnés à ses alertes, transmises par SMS, mail, réseaux sociaux, etc., et une réduction de consommation électrique de 2 à 3% lors des pics d'hiver, le programme ÉcoWatt a atteint voire dépassé ses objectifs en Bretagne cet hiver. Menacée chaque hiver de délestages, la région a traversé sans dommage la période de grands froids de début février, où sept alertes ÉcoWatt avaient été lancées. «Les effets des gestes des ÉcoW'acteurs, invités à réduire ou à reporter leur consommation d'électricité durant les sept jours de froid, se sont traduits par une réduction de la consommation qui a pu atteindre jusqu'à 2 à 3% aux heures les plus chargées, soit l'équivalent de la consommation cumulée des villes de Quimper, Vannes et Saint-Malo», a indiqué RTE, filiale d'EDF en charge du réseau de lignes à haute tension. Durant l'hiver précédent, l'écrêtage attribué à ÉcoWatt avait été situé entre «1,5 et 2%». La Bretagne a battu, le 9 février dernier, son record de consommation électrique, atteignant 18.000 mégawatts.

50% de foyers et collectivités en plus

Lancé lors de l'hiver 2008/09, le programme ÉcoWatt a vu son chiffre de participants bondir de 50% en un an et compte aujourd'hui près de 45.000 abonnés à ses alertes, dont 3.600 collectivités et entreprises, selon l'opérateur. ÉcoWatt ambitionnait initialement de toucher 50.000 foyers de consommation d'ici à l'hiver 2013/2014, sur les 1,9 million que compte la région. C'est presque chose faite.

Référence : Site Web Le Télégramme : (Voir annexe I)

<http://www.letelegramme.com/ig/generales/regions/finistere/electricite-ecowatt-atteint-ses-objectifs-en-bretagne-20-03-2012-1638073.php>

Concernant les besoins en puissance du Distributeur à la pointe d'hiver, outre une démarche de sensibilisation, le GRAME recommande au Distributeur de développer notamment une stratégie de communication, pour les heures où ses besoins se font sentir, particulièrement à pointe hivernale, par le biais de la radio par exemple, et par l'utilisation des réseaux sociaux et autres outils du web comme l'envoi de courriels ou de messages textes à ses clients.

Le GRAME recommande aussi au Distributeur d'envisager cette stratégie dans ses réseaux autonomes, particulièrement aux IDLM.

Le GRAME est d'avis qu'une telle stratégie améliorera la réponse des citoyens et permettra de changer les habitudes comportementales.

1.3.3 Community Energy Storage -- autonome

Selon la réponse fournie par le Distributeur à une demande de renseignement du GRAME, il n'a pas envisagé²⁷ des solutions de gestion de l'appel de puissance, comme les CES (Community Energy Storage)²⁸ et l'offre de certains fournisseurs comme l'offre de la technologie *A123's Community Energy Storage Systems for Grid Support*²⁹ pour réduire ces pointes plutôt que d'augmenter sa production.

Le GRAME comprend que tant que le jumelage éolien diesel n'est pas intégré pleinement, cette option est peu utile en réseaux autonomes, mais compte tenu des objectifs de jumelage identifiés dans le plan d'approvisionnement³⁰ 2011-2020 des réseaux autonomes il semble opportun d'explorer cette technologie. Par ailleurs, le Distributeur énonçait au dossier R-3748-2010 que *La technologie éolienne est relativement mature et représente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine*³¹.

En réseaux autonomes, les réseaux de distribution ne possèdent pas l'infrastructure d'automatisation requise pour ce genre d'applications. Par ailleurs, une telle option est surtout envisageable pour des réseaux avec de la production d'énergie renouvelable, afin d'optimiser les surplus. À court terme, cette option ne peut donc pas être envisagée dans un réseau alimenté au diesel, puisque les centrales thermiques ne produisent pas de surplus d'énergie.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.13

Concernant la recherche de solutions pour combler les besoins de puissance et d'énergie à la pointe en réseaux autonomes, le GRAME recommande au Distributeur d'étudier la solution des CES (Community Energy Storage) et d'intégrer cette dernière à titre de projet pilote dans l'un de ses projets de jumelage éolien diesel, mais uniquement dans le cadre des réseaux autonomes.

²⁷ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.13

²⁸ http://www.elp.com/index/display/article-display/7287309628/articles/utility-automation-engineering-td/volume-15/issue-3/departments/notes/Taking_Grid_Energy_Storage_to_the_Edge.html

²⁹ <http://energy.gov/sites/prod/files/ESS%202010%20Update%20Conference%20-%20Detroit%20Edison's%20Advanced%20Implementatin%20of%20A123's%20Community%20ESS%20for%20Grid%20Support%20-%20Hawk%20Asgeirsson.%20DTE.pdf>

³⁰ R-3848-2010, B-0006, HQD-2, Document 1, page 29, tableau 9, réduction potentielles des émissions de CO² (tonnes de CO² par an).

³¹ R-3848-2010, HQD-2, document 1, sections 5.2, page 23

1.3.4 Autres mesures : les compteurs intelligent et la production de sources renouvelables –réseau autonome

De l'avis du GRAME, l'introduction de compteurs avancés est un autre moyen à envisager pour le cas des réseaux ayant des besoins en puissance à court terme. Ainsi, le GRAME a demandé au Distributeur si dans la foulée de son projet de lecture à distance (le projet LAD), il a envisagé l'introduction des compteurs intelligents associés à des mesures de gestion de la consommation afin de déplacer, par exemple, l'usage des chauffe-eau durant la période de pointe, ce qui constituerait une véritable option d'interruption en période de pointe pour la puissance et même pour la consommation de pointe d'énergie. Le Distributeur reconnaît que c'est un outil de gestion de la consommation³²

Le GRAME demandait au Distributeur s'il a envisagé l'ajout d'autres sources de production de puissance (applications solaires, géothermie, etc.) ou des projets d'efficacité énergétique pour combler les besoins en puissance et à quel moment il envisage inclure ces ressources dans la recherche de puissance en réseaux autonomes, lequel nous réfère au PTE à venir.³³

Le GRAME reporte à ce moment, l'énoncé de ses commentaires et recommandations.

1.4 Un virage en efficacité à faire en réseaux autonomes

À moyen et long terme, il faudra prendre un virage sérieux, vers les énergies renouvelables et l'indépendance énergétique en réseaux autonomes. Par ailleurs, le GRAME accueille favorablement la position de la Régie dans sa décision D-2011-162, par. 375.

[375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects.

Référence : D-2011-162, par. 375, dossier R-3748-2010

Dans cette décision³⁴, la Régie demandait au Distributeur de considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, trois éléments, soit : les aspects de production, de tarification et d'efficacité.

Le GRAME demandait au Distributeur, en lien avec cette décision, s'il a envisagé des programmes de gestion de la demande pour le réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie, confrontés à un déficit de puissance.³⁵ Le Distributeur nous renvoie³⁶ à un prochain dossier tarifaire, puisque

³² B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.16

³³ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.10

³⁴ R-3748-2010, D-2011-162, par. 375

³⁵ R-3814-2012, B-0051, HQD-12, doc. 2, page 19

³⁶ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.9

l'analyse du PTÉ en réseaux autonomes n'a pas encore été déposée,³⁷ lequel nous réfère au PTE à venir, dont l'échéance a été fixée par la Régie au 31 mars 2013³⁸.

Concernant les réseaux autonomes, le GRAME réserve sa position et l'ensemble de ses propositions au prochain dossier, alors que le PTÉ en réseaux autonomes sera déposé. Il aborde cependant dans ce rapport les éléments amorcés par le Distributeur.

1.4.1 Prévision de l'alimentation électrique dans les réseaux autonomes et développement du Nord

Le GRAME est préoccupé par la réelle ampleur des besoins énergétiques en réseaux autonomes, de même que hors des réseaux autonomes reconnus. Il est connu que l'accessibilité à de l'énergie est fondamentale pour un développement régional durable. En lien avec cette préoccupation, le GRAME demandait au Distributeur s'il est au courant de l'augmentation significative de l'usage de groupes diesels dans les communautés des réseaux autonomes et les territoires adjacents à ces réseaux et ce pour l'alimentation énergétique³⁹, s'il peut chiffrer en MW l'usage de groupes diesels dans chacun des réseaux autonomes ou en périphérie de ces réseaux⁴⁰ afin de planifier la croissance de sa production ou la diversification de ses moyens d'alimentation⁴¹. À titre d'exemple, le secteur des mines de la région de Schefferville sur le territoire Innu.

Le GRAME ne nie pas le droit de produire l'électricité, mais s'interroge plutôt sur la disponibilité de l'énergie dans ces territoires. Le manque de disponibilité peut faire en sorte que cette clientèle potentielle se tourne systématiquement vers l'usage de ressources thermiques.

Concernant la prévision de l'alimentation électrique dans les réseaux autonomes et le développement du Nord, le GRAME accueille favorablement la volonté du Distributeur de vouloir traiter de cet enjeu au prochain plan d'approvisionnement, ce qui démontre que des travaux en ce sens seront faits d'ici le prochain plan d'approvisionnement. Le GRAME souhaite que le Distributeur puisse présenter un portrait global des besoins sur ces territoires au prochain plan.

³⁷ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.9

³⁸ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.9

³⁹ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.5.1, p. 8

⁴⁰ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.5.2, p. 8

⁴¹ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R1.5.3, p. 8

II. CHARGES D'EXPLOITATION, EFFORTS D'EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR ET INVESTISSEMENTS

2.1 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques

Le GRAME émet ses commentaires sur la proposition du Distributeur portant sur une nouvelle catégorie d'activités afin de refléter des facteurs d'indexation spécifiques, notamment sur le PGEÉ, le BEIÉ et l'inspection des poteaux.

Le GRAME note que l'activité spécifique *Inspection et retraitement des poteaux de bois* a été déplacée dans la catégorie activités de base avec facteur d'indexation particulier du tableau 7⁴², qui identifie l'évolution des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et des éléments spécifiques transférés aux activités de base (M\$).

TABEAU 3
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS (M\$)

Description	Année historique 2011	D-2012-024 (incluant reclassement)	Année de base 2012	Année témoin 2013	Variation 2013 vs D-2012-024
Coût de retraite	67,3	12,5	12,5	107,4	94,9
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	6,7	8,5	9,2	11,6	3,1
Mesures de sécurité cybernétique	8,9	8,4	8,3	7,9	-0,5
Inspection et retraitement des poteaux de bois	9,4	16,0	12,0	14,8	-1,2
Dépense de mauvaises créances	88,4	88,1	74,7	75,6	7,5
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)		44,1	38,1	35,0	-9,1
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)			52,6	56,0	56,0
Reclassement vers les activités de base					
Programme spécial visant à contrer la subtitilisation d'énergie (excluant la dépense de mauvaises créances)	4,1	4,5	5,0		-4,5
Total - Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (avant reclassement)	184,8	162,1	212,4	308,3	146,2
Reclassement vers les activités de base					
Programme spécial visant à contrer la subtitilisation d'énergie (excluant la dépense de mauvaises créances)	-4,1	-4,5	-5,0		4,5
Total - Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers reclassés	-4,1	-4,5	-5,0		
Total - Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (incluant reclassement)	180,7	157,6	207,4	308,3	150,7

Référence : R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, Tableau 3, Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (m\$)

Le GRAME demandait au Distributeur de préciser le facteur d'indexation retenu pour cette activité et d'identifier les raisons de ce déplacement. Le Distributeur nous précise que cette activité varie en fonction du volume de poteaux à inspecter et du coût unitaire qui est négocié.

⁴² R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, Tableau 3, Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (m\$)

Pour les raisons invoquées par le Distributeur, le GRAME est favorable à sa demande de reclasser l'activité spécifique *Inspection et retraitement des poteaux de bois* dans la catégorie activités de base avec facteur d'indexation particulier

La prévision de l'élément « Inspection et retraitement des poteaux de bois » varie en fonction du volume de poteaux à inspecter et du coût unitaire négocié au contrat. Les raisons de la création de la catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » sont exposées en réponse à la question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.1, page 10

De plus, le Distributeur nous renvoie à la *réponse à la question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2*⁴³

R-3814-2012, B-0083, HQD-13, document 2, question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais

e) Veuillez indiquer l'intérêt de la création de la nouvelle catégorie «Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers» et en quoi il serait important de savoir si le facteur d'indexation est présent ou absent dans la détermination du montant de la charge en question, qu'elle soit pour une activité de base ou pour une activité spécifique.

Réponse :

La création de la nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » n'a aucun impact sur le total des charges d'exploitation et sur les revenus requis. Cette nouvelle catégorie constitue un raffinement de présentation des charges d'exploitation et présente les activités qui sont en lien avec les activités de base du Distributeur mais, dont l'évolution est fonction de facteurs d'indexation spécifiques c'est-à-dire de facteurs autres que l'inflation. De plus, cette nouvelle catégorie améliore le suivi des activités du Distributeur et permet de circonscrire les éléments spécifiques qui regroupent exclusivement les coûts relatifs aux activités ne faisant pas partie des activités de base et les coûts relatifs aux projets supérieurs à 10 M\$.

Le GRAME est favorable à cette nouvelle catégorie qui constitue, selon le Distributeur, un raffinement de présentation des charges d'exploitation.

Selon la preuve du Distributeur⁴⁴, le GRAME comprend que certains coûts du PGEÉ ne se qualifient pas comme coûts au titre d'une immobilisation incorporelle et seront donc récupérés dans les revenus requis de l'année.

⁴³ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.1, page 10

Depuis le 1er janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle sont recouverts dans les revenus requis de l'année. En 2013, ces coûts s'élèvent à 35 M\$, soit une diminution de 9,1 M\$ par rapport au montant reconnu en 2012. Les coûts prévus pour l'année de base 2012 présentent quant à eux une baisse de 6 M\$ par rapport au montant reconnu en 2012 de 44,1 M\$. La révision du budget 2012 ainsi que le budget 2013 sont présentés respectivement aux sections 2 et 3 de la pièce HQD-8, document 8. Le tableau A-2 présente les portions charges et investissements de ces budgets pour les différents programmes

R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), Page 13

Cependant, ces coûts font partie des activités de base du Distributeur et sont relativement stables et prévisibles. Par conséquent, le GRAME demandait au Distributeur d'expliquer l'inclusion du PGEÉ dans la catégorie à facteur d'indexation particulier et d'identifier le facteur retenu d'indexation :

Le Distributeur propose de présenter ces charges dans la catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » puisque la prévision des coûts est établie selon l'évolution annuelle des programmes et des activités sous-jacents au PGEÉ. Les raisons de la création de cette nouvelle catégorie sont exposées en réponse à la question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2. Le Distributeur prévoit soumettre une reclassification de cet élément vers ses activités de base lorsque les coûts seront stables sur la base d'au moins deux années de données réelles.

Référence : R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.2, page 10

Le GRAME recommande l'inclusion du PGEÉ dans la catégorie facteur d'indexation particulier. En effet, la réponse du Distributeur satisfait le GRAME. De plus, comme le Distributeur ne peut refuser de clients, il demeure possible qu'un programme connaisse une augmentation importante d'adhésions et voit le montant des aides accordées s'accroître significativement, ce qui milite en faveur de la demande du Distributeur, d'inclure le PGEÉ dans cette catégorie.

Selon la preuve du Distributeur⁴⁵, la décision D-2012-021 permet la récupération des charges des coûts liés à la contribution versée au ministère des Ressources naturelles et de la faune pour les activités du BEIÉ, lorsqu'elles ne se qualifient pas au titre d'une immobilisation incorporelle.

⁴⁴ R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), Page 13

⁴⁵ R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, Page 10, Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ).

Nouvelle activité

Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)

Dans sa décision D-2012-0212, la Régie a autorisé le Distributeur, à compter du 1er janvier 2012, à recouvrer aux charges de l'année les coûts reliés à la contribution versée au ministère des Ressources naturelles et de la faune pour les activités du BEIÉ et qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle en conformité avec l'IAS 38. En conséquence, le Distributeur évalue que ces coûts s'élèvent à 56 M\$ pour 2013 et a retenu cet élément sous la base du critère 2 « Coût découlant de nouvelles exigences externes ».

R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, Page 10, Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ).

Le GRAME demandait au Distributeur de préciser les raisons pour lesquelles le Distributeur classe cette activité dans la catégorie avec facteurs d'indexation particuliers et d'identifier le facteur d'indexation retenu :

Le Distributeur propose de présenter les charges reliées au BEIÉ dans la catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » car ces coûts sont fonction de la contribution que doit verser le Distributeur au ministère des Ressources naturelles et de la faune. Le montant de la contribution à verser est établi par décret ministériel. Les raisons de la création de cette nouvelle catégorie sont exposées en réponse à la question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.3, p. 10

Le GRAME comprend que ces charges peuvent varier, mais surtout que le Distributeur n'a pas de contrôle sur ces charges. Il recommande le classement de cette activité dans la catégorie avec facteurs d'indexation particuliers.

Concernant le programme visant à contrer la subtilisation d'énergie, le tableau 7⁴⁶, *Évolution des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et des éléments spécifiques transférés aux activités de base (M\$)*, indique un reclassement de cette activité en 2013, alors que les investissements seront supérieurs à 5 M\$ et qu'il y a visiblement une progression des coûts entre l'année historique 2011 et l'année de base 2012.

⁴⁶ R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, TABLEAU 7, page 17

TABLEAU 7
ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS ET DES
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES TRANSFÉRÉS AUX ACTIVITÉS DE BASE (M\$)

Description	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013	Variation 2013 vs D-2012-024
Éléments reclassés en 2011					
Gestion des cours d'entreposage de poteaux	1,8	2,0	2,0	2,0	0,0
Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils	2,2	4,2	2,4	2,8	-1,4
Éléments reclassés en 2013					
Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (excluant la dépense de mauvaises créances)	4,1	4,5	5,0	5,1	0,6
Total	8,1	10,7	9,4	9,9	-0,8

Référence : R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, TABLEAU 7, Évolution des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et des éléments spécifiques transférés aux activités de base (M\$), p. 17

Le GRAME demandait au Distributeur de préciser pourquoi il demande un reclassement en 2013 :

Le Distributeur demande le reclassement du « Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie » vers les activités de base puisque ce programme présente une stabilité des coûts sur la base d'au moins deux années de données réelles, soit 4,3 M\$ en 2010 et 4,1 M\$ en 2011. Ce reclassement répond aux critères exposés par la Régie dans sa décision D-2011-028 à la page 87.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.6, p. 11

Le GRAME est satisfait de la réponse du Distributeur et n'a pas d'autre commentaire sur cette demande.

2.2 Reclassement de l'activité Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils dans la nouvelle catégorie : Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

Concernant l'activité *Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils*, le tableau 7, portant notamment sur l'évolution des activités reclassées en 2011 et 2013, nous indique une prévision de coût de 2,4 M\$, au lieu de 4,2 M\$, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2012-024.

Le GRAME demandait au Distributeur d'expliquer cette différence⁴⁷ et de préciser si l'activité *Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils* comprend des activités de remise en état de site, soit ceux qui ne comportent pas de remplacements d'actifs⁴⁸ :

⁴⁷ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.4, page 11

⁴⁸ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.5, page 11

Les charges imputables à cet élément correspondent aux charges requises pour la réalisation de la maintenance des ouvrages civils. Cependant, le constat pour l'année 2012 est que l'état d'un grand nombre d'ouvrages civils amène à leur remplacement plutôt qu'à de la maintenance. Le montant prévu pour l'année de base a donc été revu à la baisse.

Référence : B-0089, HQD-13, doc 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R2.4, p. 11

La réponse du Distributeur nous indique que les dépenses de remise en état de sites fluctuent entre les prévisions et le réel. Le GRAME est préoccupé par le fait de laisser ces activités dans les activités de base, puisque le Distributeur sera incité à ne pas augmenter ses dépenses, comme le GRAME le constate en 2012, et ce pour se conformer à l'évolution du taux de l'inflation, ce qui n'est pas souhaitable du point de vue de la protection de l'environnement.

Bien qu'en 2012, ces activités soient en baisse, ce genre de dossier peut prendre de l'ampleur rapidement, avec les coûts de réhabilitation de site. Ces coûts ne peuvent pas suivre un facteur d'indexation lié au taux d'inflation, mais relève de facteurs d'indexation spécifiques liés par exemple au coût de disposition des sols contaminés le cas échéant et également selon l'ampleur ou l'étendue des problèmes de contamination. De plus, ces coûts peuvent survenir suite à un bris ou une fuite, donc ils ne sont pas prévisibles, quoi que les mesures de prévention mises en place par le Distributeur reflètent une bonne gouvernance.

À titre d'exemple, le GRAME soumettait dans certains dossiers (voir R-3640-2007 :C-5-3-GRAME, R-3708-2009: C-9-6-GRAME, annexe I) à la Régie une liste des terrains contaminés inscrits sur le site Répertoire des terrains contaminés sur laquelle apparaissait des terrains contaminés qui sont la propriété d'Hydro-Québec.

En consultant⁴⁹ le répertoire des terrains contaminés du Ministère du développement durable des parcs et de la faune en date du 5 novembre 2012, le GRAME dénombre 265 enregistrements au nom d'Hydro-Québec, dont 90 terrains ou sites n'ont pas la mention «terminé», mais plutôt «non terminé» sous la colonne **État de la réhabilitation (R) et qualité des sols résiduels après réhabilitation(Q)**. De plus, de nombreux postes de transformation sont répertoriés, ils peuvent appartenir soit au Distributeur ou au Transporteur, mais le GRAME souhaite plutôt mettre en lumière que l'activité poste de transformation comporte des risques significatifs, comme les sites de production par groupe diesel en réseaux autonomes.

Le GRAME note que le Distributeur mentionne que la nouvelle catégorie de facteurs d'indexation particuliers *améliore le suivi des activités du Distributeur*⁵⁰ et notamment qu'elle permet de circonscrire les éléments spécifiques.⁵¹

⁴⁹ Site Web MRNPF, consulter le 5 novembre 2012 : Répertoire des terrains contaminés <http://www.mddep.gouv.qc.ca/sol/terrains/terrains-contamines/resultats.asp#2>

⁵⁰ R-3814-2012, B-0083, HQD-13, document 2, question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais

⁵¹ R-3814-2012, B-0083, HQD-13, document 2, question 1 e) de l'ACEF de l'Outaouais

Quoique le GRAME ne puisse déterminer lesquels de ces terrains font partie des actifs du Distributeur, sauf exception⁵², cette liste démontre que les activités d'Hydro-Québec sont à risque d'un point de vue de la préservation de la qualité des sols et de l'eau souterraine, **mais également qu'ils représentent un potentiel de charges significatifs.**

Le GRAME est d'avis que la catégorie *Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils* ne peut rencontrer le critère de la stabilité des coûts, à moins de niveler systématiquement les investissements faits en réhabilitation et de ne pas tenir compte des besoins réels en matière de réhabilitation des sols.

Le GRAME est d'avis que compte tenu du fait que l'activité *Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils* ne peut être associée à un facteur d'indexation fixe comme le taux d'inflation, elle aurait avantage à être reclassée dans la catégorie activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

III TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

3.1 Stratégie tarifaire

En lien avec ses positions antérieures à l'effet qu'il est nécessaire de tendre à refléter les coûts à la marge dans le signal de prix de la deuxième tranche afin de refléter le juste prix de l'énergie, le GRAME est favorable à la poursuite de la stratégie tarifaire du Distributeur pour le tarif domestique, soit le gel de la redevance et pour les tarifs D et DM, une hausse tarifaire deux fois plus élevée sur le prix de la 2^{ème} tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{ère} tranche.

3.2 Option d'électricité interruptible avec préavis et sans préavis

Considérant que dans sa décision D-2012-147⁵³, la Régie trouve pertinente la question 5.19 du GRAME, soit de *connaître l'ampleur de la pointe pour les réseaux visés par les options d'interruption proposées par le Distributeur*, le GRAME complètera sa preuve, au besoin, suite au dépôt de la réponse du Distributeur à cette question.

Dans cette section, le GRAME commente les deux options proposées. Bien qu'une première lecture de la preuve du Distributeur sous-entendait qu'une seule des options interruptibles soit associée à des groupes électrogènes de secours, les réponses du Distributeur démontrent que les deux options peuvent être exercées par un adhérent qui pourrait utiliser des groupes électrogènes de secours pour s'interrompre. Par conséquent, le GRAME traitera des deux options ensemble pour la question des impacts environnementaux et de la responsabilité sociétale du Distributeur, et ce dans l'optique de

⁵² Le Poste du bout de l'île, la Centrale diesel de l'Île d'Entrée L'Île-du-Havre-Aubert de la Municipalité Îles-de-la-Madeleine et le Garage de distribution d'Hydro-Québec à Mont-Louis

⁵³ R-3814-2012, A-0012, D-2012-147, page 6

réduire les impacts environnementaux d'un tel choix. Par contre, les recommandations du GRAME seront nuancées selon que l'option est avec préavis ou sans préavis. Il ressort de la preuve du Distributeur que les deux options visent des problématiques différentes.

Selon le GRAME, des nuances s'imposent entre les deux options. Dans l'option avec préavis, les crédits sont évalués en tenant compte des coûts associés au fonctionnement, incluant le maintien et l'entretien d'un groupe électrogène de 500kW. De plus, le crédit fixé par mois *reflète les coûts associés au maintien d'un groupe électrogène en état «prêt à fonctionner » pour la planification des activités d'interruption.*⁵⁴

Il s'agit d'un client industriel au tarif M qui dispose de groupes électrogène. Les crédits ont été évalués en considérant les coûts associés au fonctionnement, au maintien et à l'entretien d'un groupe électrogène de 500 kW. (Nous surlignons)

Le crédit variable, qui s'applique uniquement pour les interruptions de service pour lesquelles un avis d'interruption a été émis par le Distributeur, correspond à 38 ¢/kWh, soit le coût d'utilisation du groupe électrogène au sud du 53e parallèle. Au nord, ce crédit est de 57 ¢/kWh en raison des coûts additionnels de transporter le carburant vers ces réseaux⁵⁵. Ces crédits seront ajustés le 1er octobre de chaque année afin de refléter l'évolution du prix du combustible. (Nous surlignons)

Le crédit fixe est établi à 6 \$/1 kW-mois. Il reflète les coûts associés au maintien d'un groupe électrogène en état « prêt à fonctionner » pour la planification des activités d'interruption. (Nous surlignons)

Référence : R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, pages 20 et 21

Cette option avec préavis vise donc directement les clients qui possèdent des groupes électrogènes de secours en réseaux autonomes. Par contre, la preuve du Distributeur démontre que seuls les clients des réseaux avec un déficit de puissance, pour lequel une quantité sera fixée annuellement, auront accès à ces options d'interruption. On comprend également que les réseaux autonomes visés par le Distributeur dans sa preuve sont ceux ayant un tel déficit de puissance, soit le réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie.

Bien que le Distributeur entende offrir des options d'électricité interruptible de façon uniforme dans tous les réseaux autonomes, les analyses de faisabilité et de rentabilité, de même que le calibrage des options proposées, ont été réalisés sur la base des données de deux réseaux autonomes qui offrent actuellement un potentiel, à savoir le réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie. D'une part, ces derniers sont confrontés à un déficit de puissance à très court terme et, d'autre part, ils alimentent des clients dont la charge présente un potentiel interruptible important.

⁵⁴ R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, P. 20

⁵⁵ Note de bas de page no 17 de la preuve du Distributeur : Aux fins de la comparaison, le Distributeur a assumé en 2011 un coût du diesel une fois et demie plus élevé pour le réseau d'Aupaluk que celui assumé pour le réseau de Cap-aux-Meules.

Ce point est important pour les conclusions recherchées par le GRAME puisqu'il est clair qu'il s'agit de répondre à un besoin pressant de court terme. Par contre, le problème avec une option de court terme, c'est qu'elle devienne une option de long terme avec les problèmes environnementaux qui peuvent y être associés, soit les nuisances pour la santé publique liée à l'accroissement de la pollution atmosphérique locale et au bruit en milieu bâti. D'où l'importance d'encadrer ces options de manière à ce qu'elles puissent aider le Distributeur dans la gestion de ses approvisionnements en réseaux autonomes.

En effet, on n'a qu'à relater la volonté annoncée par le Distributeur de jumeler ses groupes **diesel avec de l'énergie éolienne**, ou de les raccorder au réseau intégré, pour justifier que ces options peuvent être déterminantes **dans la période précédant ces jumelages ou raccordements, permettant d'éviter des investissements additionnels en équipements de production, soit l'ajout de groupes diesels.**

Par ailleurs, le tableau 9⁵⁶ démontre la volonté du Distributeur de réaliser de nombreux projets de jumelage éolien, particulièrement dans les réseaux au nord du 53ième parallèle, donc du Nunavik, mais également aux IDLM soit pour Cap-aux-Meules. Pour les autres réseaux, le Distributeur envisage le raccordement et la biomasse.

⁵⁶ R-3748-2010, B-0006, HQD-2, Document 1, page 29, tableau 9, réduction potentielles des émissions de CO² (tonnes de CO² par an).

TABLEAU 9
RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO₂
(TONNES DE CO₂ PAR AN)

CENTRALE	Émissions CO ₂ Tonnes/an	Scénarios envisagés	Réduction CO ₂ Tonnes/an	Réduction CO ₂ %
Nunavik				
Akulivik	1 958	JED	978	
Aupaluk	842	JED	528	
Inukjuak	5 890	Hydraulique	5 890	
Ivujivik	1 229	JED	614	
Kangiqsuulujuaq	2 907	JED	1 615	
Kangiqsuujuaq	2 579	JED	1 181	
Kangirsuk	2 300	JED	1 035	
Kuujuuaq	12 047	JED	3 475	
Kuujuarapik	7 412	JED	2 895	
Puvimituq	6 154	JED	2 249	
Quaqtaq	1 480	JED	423	
Salluit	4 569	JED	1 729	
Tasiujaq	1 561	JED	780	
Umiujaq	1 565	JED	963	
Total	52 491 26%		24 333	46%
Basse-Côte-Nord				
La Romaine	9 375	Raccordement	9 375	
La Tabatière	0	Aucun		
Blanc-Sablon	0	Aucun		
Saint-Augustin	0	Aucun		
Total	9 375 5%		9 375	100%
Anticosti				
Port-Menier ¹	3 169 2%	Biomasse	0	0%
Haute-Mauricie				
Opitciwan ¹	8 126	Biomasse ou raccordement	8 126	
Wemotaci ²	3 600	Raccordé	3 600	
Clova	583	Raccordement	583	
Total	12 309 6%		12 309	100%
Iles-de-la-Madeleine				
Cap-aux-Meules	126 290	JED et raccordement	126 290	
L'Île-d'Entrée	748	Raccordement	748	
Total	127 038 62%		127 038	100%
Total des réseaux	204 382		173 055	85%

Note 1 : La réduction des émissions de CO₂ des projets de production d'électricité à partir de la biomasse forestière remplaçant la production thermique n'a pas encore été évaluée.

Note 2 : Réseau raccordé au réseau intégré en 2008, quantités de CO₂ du dernier plan d'approvisionnement.

Original : 2010-11-01

HQD-2, Document 1
Page 29 de 43

Référence : R-3748-2010, B-0006, HQD-2, Document 1, page 29, tableau 9, réduction potentielles des émissions de CO₂ (tonnes de CO₂ par an).

Puisque la période d'étude et de mise en place d'un jumelage éolien diesel peut être longue et s'échelonner sur plusieurs années, il vaut mieux avoir un moyen de reporter des investissements en groupes diesels additionnels afin d'effectuer un virage vers d'autres ressources renouvelables. En ce sens, le GRAME est favorable à ces options, en autant qu'elles soient encadrées pour en limiter les impacts sur la santé publique.

Les options proposées comportent un engagement d'une durée initiale de deux ans afin de donner au Distributeur le temps requis pour ajuster son offre en l'absence de renouvellement de l'engagement du client. Afin d'assurer un appariement entre les besoins de gestion de chaque réseau et l'offre d'interruption des clients, le Distributeur fixera annuellement pour chaque réseau, chaque option et chaque client, les quantités minimale et maximale de puissance interruptible dont

il entend se prévaloir. Si le Distributeur ne fixe pas de quantité pour un réseau, il est réputé ne pas avoir besoin d'électricité interruptible pour ce réseau. (Nous surlignons)

R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, Page 19

3.2.1 Réduction des émissions de GES et acceptabilité sociale

Le GRAME rappelle dans cette section, la volonté exprimée par le Distributeur dans son *Plan d'approvisionnement 2011-2020 des réseaux autonomes* à réduire ses émissions de GES et également à développer des projets qui **rencontrent le critère d'acceptabilité sociale**.⁵⁷

5.2.4. Réduction potentielle des émissions

On peut évaluer que l'ensemble des projets, théoriquement réalisables ou en voie de réalisation, pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO₂ de l'ordre de 173 056 tonnes par an, soit une réduction de 85 %. Le Distributeur mentionne cependant que certains de ces projets pourraient ne pas se réaliser s'ils ne répondaient pas aux critères d'acceptabilité du milieu et de rentabilité économique. (Nous surlignons)

Référence : R-3848-2010, B-0006, HQD-2, Document 1, Page 28.

Le GRAME est d'avis que les options d'interruption doivent rencontrer le critère d'acceptabilité sociale.

En réponse à une demande du GRAME⁵⁸, le Distributeur confirme que l'option d'électricité interruptible avec préavis⁵⁹ est une option d'interruption de la charge qui peut être partielle ou totale dans le cas d'un client pouvant faire fonctionner des groupes électrogènes de secours pour compenser totalement sa charge, sous réserve des besoins du Distributeur.

Sous réserve des quantités maximales dont le Distributeur entend se prévaloir par réseau et par client, un client pourrait rencontrer son engagement par l'interruption totale de sa charge. Toutefois, dans la situation actuelle, la charge interruptible du client susceptible de participer représente seulement une partie de sa charge.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.1

Le Distributeur confirme également que l'option d'électricité interruptible avec préavis peut être exercée par un client qui ne dispose pas de groupe électrogène de secours, et également par un client qui dispose d'autres moyens de production d'électricité.

⁵⁷ R-3848-2010, B-0006, HQD-2, Document 1, page 28

⁵⁸ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.1

⁵⁹ R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis

L'option d'électricité interruptible avec préavis s'adresse aux clients aux tarifs généraux dans les réseaux autonomes qui peuvent offrir d'interrompre leur consommation à des fins de gestion du réseau du Distributeur. Les clients participants s'engagent alors à ne pas utiliser une certaine puissance pendant un maximum de 100 heures du 1er novembre au 31 mars, et ce, à la demande du Distributeur. Les clients participants peuvent rencontrer cette exigence d'interruption par une réduction de leurs activités et/ou en faisant appel à d'autres moyens de production d'électricité.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.2

3.2.2 Critères de sélection d'admissibilité - l'expérience d'Hydro-Sherbrooke

Le Distributeur confirme en réponse à une demande du GRAME, qu'il n'a pas prévu d'autres critères de sélection des clients pour l'admissibilité à l'option lorsqu'il s'agit de groupes électrogènes de secours.

Il n'y a pas d'autres critères de sélection des clients lorsqu'il s'agit de groupes électrogènes de secours.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.3

À la demande du GRAME, à savoir si le Distributeur est au courant des critères de sélection retenus par Hydro-Sherbrooke pour son option *Groupes électrogènes de secours*, le Distributeur répond⁶⁰ que c'est la ville de Sherbrooke qui voit à l'examen des groupes électrogène, en lien avec ses propres règlements municipaux.

Le Distributeur comprend que c'est la ville de Sherbrooke qui voit à l'examen des groupes électrogènes afin de s'assurer de l'application de ses propres règlements municipaux.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.4

Il est effectivement connu qu'Hydro-Sherbrooke est la propriété de la Ville de Sherbrooke depuis le 1^{er} mai 1908⁶¹. À titre d'information, *en 1994, l'Association québécoise de la maîtrise de l'énergie (AQME) octroyait à Hydro-Sherbrooke le prix Énergia pour sa politique de gestion des pointes à l'aide des génératrices d'urgence. Suivi en 1995 d'un Mercuriade, prix « efficacité énergétique municipalité » émis par la Chambre de commerce du Québec.* Ce programme est par conséquent reconnu par ses pairs.

Le GRAME invite Hydro-Québec à s'inspirer du programme groupe électrogène d'Hydro-Sherbrooke, qui énonce des manières de faire ayant fait leurs preuves dans ce réseau, contrairement à l'option groupes électrogènes de secours du Distributeur qui n'a pas su trouver preneur en réseau intégré comme nous l'avons constaté au dossier R-3748-2010 (Voir section suivante). Il y a certainement lieu de se questionner sur les pratiques du Distributeur en cette matière afin de les améliorer, l'objectif étant de trouver des

⁶⁰ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.4

⁶¹ Site Web Hydro-Sherbrooke consulté le 3 novembre 2012 :
<http://www.ville.sherbrooke.qc.ca/fr/ext/nav/HydroSherbrooke.html>

clients en réseaux autonomes prêts à se lancer dans l'aventure et à y rester pour une période suffisante pour permettre un virage vers des énergies renouvelable par le Distributeur.

Ci-dessous, un aperçu de la gestion du programme groupe électrogène par Hydro-Sherbrooke, tel que déposé par le GRAME au dossier R-3603-2006.

Extrait mémoire du GRAME, dossier R- 3603-2006, GRAME-1 Document 1, pages 8 à 11

2. Le Programme d'utilisation des génératrices d'urgence d'Hydro-Sherbrooke

Hydro-Sherbrooke est un distributeur situé dans grande la région de la ville de Sherbrooke. Celui-ci offre à sa clientèle l'option « Programme d'utilisation des génératrices d'urgence ». Nous avons procédé à une vérification par interview et par consultation du site Web d'Hydro-Sherbrooke afin de connaître le mode de gestion de ce programme et en comparer les grandes lignes avec la proposition du Distributeur dans le présent dossier.

Nous vous soumettons en annexe le sommaire du « Programme d'utilisation des génératrices d'urgence » d'Hydro-Sherbrooke.

Les faits suivants sont un résumé du sommaire du « Programme d'utilisation des génératrices d'urgence » et de l'interview réalisé avec un représentant d'Hydro-Sherbrooke :

2.1 La clientèle d'Hydro-Sherbrooke

- **Clientèle d'Hydro-Sherbrooke** munie de groupes électrogènes de secours : Institutionnelle 60%, commerciale 40% et industrielle 0% ;
- **Répartition géographique** : 40% urbain et 60% en périphérie ;
- **Exemple de clientèle** : Hôpital CHUS, R.A.E.R.S, Canadian Tire, Rona, Bibliothèque, Les Stations de pompage de la ville, Volkswagen de l'Estrie etc. ;
- **Critères d'installation et d'admissibilité** : Minimum de 50 kw de charge délestable, test sur le bruit, évaluation de l'environnement immédiat du client, évaluation des gaz d'échappement et des contraintes du client et de ses usages, selon le cas. Évaluation de la capacité de la génératrice, son entretien et du réseau électrique du client, etc. ;
- **Interventions prévues en cas conflits ou plaintes** suite à l'usage de groupes électrogènes de secours : Arrêt des opérations, nouvelle analyse, demande de correction au client où abandon, selon le contrat.

Le GRAME demande donc à la Régie que, si cette option est retenue, le Distributeur émette des directives strictes pour le choix de ses clients en tenant compte de tests sur le bruit effectués préalablement et d'une évaluation de l'environnement immédiat afin de respecter la qualité de vie et la santé public. Le GRAME demande à la Régie que le Distributeur inscrive, le cas échéant, des limites, des normes et des exigences à même les contrats qui seraient signés entre les parties.

Le GRAME demande à la Régie d'exiger du Distributeur que les meilleures pratiques en la matière soient appliquées dès le présent dossier. Ces limites, normes et exigences pourraient être basées sur celles élaborées par le législateur de la province de l'Ontario. (Voir chapitre 3, section 3.4).

2.2 Optimisation de la gestion énergétique

Voici maintenant comment les options d'optimisation de la gestion énergétique en cas de besoins du réseau sont abordées chez Hydro Sherbrooke, en ordre séquentiel d'utilisation :

- (1) Augmentation de la production des centrales ;
- (2) Transfert de charge d'un poste à l'autre ;
- (3) Activation de la biénergie (BT) + programme des chauffe-eau volontaire et le

programme municipal des charges volontaires ;

- (4) Biénergie résidentielle ; et finalement
- (5) Programme des génératrices d'urgence.

Raisons pour lesquelles Hydro-Sherbrooke a opté pour l'utilisation des génératrices d'urgence :

- Pénalité de pointe résultant notamment de ses contrats avec Hydro-Québec Distribution ; et
- Besoins de puissance provenant d'une autre source en cas de panne, travaux de réseaux ou bris des centrales.

Options de gestion privilégiées :

- Le système de délestage est programmé selon trois niveaux d'activation automatique (adresse VHF). 1-Activation de la biénergie (BT) + programme des chauffe-eau volontaire ainsi que le programme municipale des charges volontaires. 2- Biénergie résidentielle (DT) 3- Programme des génératrices d'urgence
 - En premier : activation de la biénergie (BT) + programme des chauffe-eau volontaire et le programme municipal des charges volontaires ;
 - En dernier recours : Programme des génératrices d'urgence.

Potentiel de l'option :

- Présentement le *Programme des génératrices d'urgence* possède une charge délestable enregistrée d'environ 10MW soit 20 génératrices. Le potentiel est assez limité dans la région mais les responsables d'Hydro-Sherbrooke croient possible d'obtenir, sur une longue période, 20MW.

2.3 Évaluation technique de l'option chez Hydro-Sherbrooke

Éléments techniques de conformités relatives au raccordement des groupes électrogènes :

- Certains éléments sont à considérés lors du choix des clients admissibles à l'option chez Hydro-Sherbrooke. Parmi ces éléments, se retrouvent le fonctionnement adéquat des génératrices et nécessite parfois que le client :
 - Répare sa génératrice ;
 - Procède à l'isolation (bruit) de sa génératrice ;
 - La plus part du temps, les génératrices doivent être situées à l'intérieur d'un bâtiment ;
 - Modifie ses tuyaux d'échappement et son entrée électrique ; et
 - Prévoit des mesures d'automatisation (ordinateur, batterie, ascenseur, système téléphonique;

Raisons pour lesquelles Hydro-Sherbrooke était en mesure d'offrir cette option à sa clientèle ?

- Depuis plus de 20 ans, Hydro-Sherbrooke a investi beaucoup au niveau de sa gestion énergétique ;
- Le but premier était et demeure toujours d'offrir un réseau sécuritaire et rentable à la population Sherbrookoise. Aujourd'hui, **les programmes de biénergie résidentielle et commerciale sont toujours en vigueur et très populaires** ;
- Il existe **également des programmes de volontariat**. Bien des efforts sont également déployés afin d'automatiser d'avantage le réseau et il existe plusieurs comités avec la municipalité afin de trouver d'autres solutions d'optimisation de concert avec la clientèle ;
- Le programme des génératrices est la suite d'un cheminement de développement énergétique. Mais comme tous les autres programmes, il mérite d'être constamment amélioré.

Le GRAME demande donc à la Régie de statuer sur le fait que si l'option de groupes électrogènes de secours est retenue, **qu'elle soit utilisée en dernier recours et non au prorata des clients inscrits à cette option comme le propose le Distributeur dans la présente cause.**

2.4 Normes environnementales

Mesures mise en place pour minimiser les plaintes et maximiser la conformité :

- Chez Hydro-Sherbrooke, une analyse préliminaire approfondie est réalisée pour statuer sur l'admissibilité du client et elle est accompagnée de tests réels (bruits) et de mesures de correction le cas échéant. De cette manière, Hydro-Sherbrooke minimise les plaintes et non-conformités environnementales de ses clients qui ont adhéré à cette option.

Analyse des meilleures pratiques et normes environnementales :

Une vérification auprès des autres réseaux aurait été effectuée par l'Association des redistributions d'électricité au Québec (ci-après, l'A.R.E.Q.) afin d'informer ses membres de la réglementation mise en place sous d'autres juridiction pour encadrer cette option.

3.2.3 Critères de sélections liés à la santé publique

Le GRAME demandait⁶² au Distributeur s'il serait ouvert à retenir des critères liés à la santé publique afin de limiter les impacts du bruit et de la pollution atmosphérique de groupes électrogènes de secours, tels une distance minimale entre les installations du client et le milieu résidentiel ou les milieux plus sensibles comme les hôpitaux, les garderies, les parcs naturels.

Voir la réponse à la question 57 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-13, document 3. À cet égard, le Distributeur souhaite rappeler que ce sujet a déjà été soulevé par le GRAME et discuté dans le dossier R-3603-2006 relatif à l'option des groupes électrogènes de secours.

Dans la décision D-2006-149 relative à ce dossier, la Régie a indiqué ce qui suit : « Quant au respect des normes environnementales, la Régie est d'avis que cette responsabilité incombe au propriétaire du groupe électrogène et non au Distributeur. » (page 9).

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.5

Quoique la Régie ait statué en 2006 que la responsabilité des normes environnementales incombe au propriétaire du groupe électrogène pour les raisons qui ont été débattues à cette époque et avec les données disponibles, le GRAME soumet que d'autres faits (Absence de participants à l'option groupes électrogènes de secours en réseau intégré pour cause de nuisance⁶³) sont venus se greffer au dossier des groupes électrogènes depuis 2006, éléments qui militent plutôt en faveur de la prudence et de la responsabilisation du Distributeur.

D'autre part, à sa question 5.5⁶⁴, le GRAME ne demandait pas au Distributeur si le propriétaire respecte les normes environnementales, mais plutôt si le Distributeur, en tant que société d'État retiendra des critères **liés à la santé publique** (pollution de l'air, bruits,

⁶² B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.5

⁶³ Notes sténographiques dossier R-3748-2010, audience du 6 juin 2011, volume 5, pages 69 et 70

⁶⁴ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.5

etc.) pour les milieux résidentiels ou les milieux plus sensibles comme les hôpitaux, les garderies, les parcs naturels.

Par ailleurs, le GRAME note que l'ACEF de Québec a soulevé ce point dans l'une de ses demandes, à laquelle le Distributeur nous réfère dans sa réponse.

D57: Quelles mesures prend le Distributeur pour s'assurer que les équipements et les modes d'exploitation utilisés par les clients lors des interruptions se conformeront aux mêmes exigences environnementales et d'acceptabilité sociale que Hydro-Québec ?

La responsabilité de respecter les normes environnementales et les règlements en vigueur incombe au propriétaire des groupes électrogènes et non au Distributeur. Ce partage des rôles a d'ailleurs été confirmé par la Régie à la page 9 de la décision D-2006-149 relative au dossier R-3603-2006 (Demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours).

Référence : B-0083, HQD-13, document 3, Réponse à la demande numéro 1 du l'ACEF de Québec, R57

Ainsi, en consultant les politiques de l'entreprise sous le thème environnement, (Voir Annexe II) les principes généraux qu'Hydro-Québec a retenus nous indiquent que, d'une part, Hydro-Québec s'engage à développer des projets rentables, acceptables du point de vue environnemental et **favorablement accueillis par les collectivités**, d'autre part, qu'elle s'engage à intégrer l'environnement dans les processus décisionnels à toutes les étapes du cycle de vie de ses produits, de ses services et de ses installations, notamment pour prévenir la pollution et atténuer les impacts négatifs.⁶⁵

Concernant le rôle social d'Hydro-Québec, il est indiqué dans la politique correspondante (Voir Annexe III) que la société exerce sa responsabilité sociale en tenant compte de l'ensemble du cycle de vie de ses produits et services. Cette politique s'adresse au rôle d'Hydro-Québec en tant que propriétaire, gestionnaire de ressources collectives, mais également comme acheteur et comme entreprise citoyenne.⁶⁶

Le GRAME souligne que ces deux politiques sont en lien avec la responsabilité du Distributeur lors des étapes du cycle de vie de l'ensemble de ses activités, à la fois pour la question de la prévention de la pollution et des impacts négatifs, de même que du point de vue de sa responsabilité sociale. Ce n'est pas une question de respect des normes et règlements, mais une question du rôle de notre société d'État dans l'exercice de ses activités.

⁶⁵ Recueil de politiques d'Hydro-Québec : Thème Notre rôle social : (Voir Annexe III)

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf

⁶⁶ Recueil de politiques d'Hydro-Québec : Thème Notre environnement : (Voir Annexe III)

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf

3.2.4 L'expérience en réseau intégré de l'option de groupe électrogène du Distributeur

Si on regarde ce qui est arrivé avec l'option groupe électrogène en réseau intégré, de l'aveu même du Distributeur, au dossier R-3748-2010, l'option groupes électrogène en réseau intégré n'a pas trouvé preneur chez sa clientèle pour des raisons évidentes de nuisances, tels le bruit et les odeurs.

M. Zayat, témoin pour le Distributeur au dossier R-3748-2010, mentionnait qu'au-delà de la composante « prix », *l'effet de nuisance disons qui était... qui était important*⁶⁷, a fait en sorte que ces clients se sont retirés ou ne sont pas allés de l'avant. Plus encore, le témoin, qui a une expérience probante de l'option groupes électrogènes en réseau intégré précise que produire de l'électricité, *ce n'est pas leur business, et que si les risques que ça vienne nuire à leur... à leur mission première sont importants, bien, c'est sûr qu'ils vont reculer.*⁶⁸

Notes sténographique, dossier R-3748-2010, audience du 6 juin 2011, volume 5, Contre-interrogatoire, Me Denis Falardeau, pages 69, 70

Q. [67] Maintenant, à la page 26 et là on fait référence au groupe électrogène de secours à la page 26, à la ligne 12, et je vais citer l'extrait :

L'expérience de ces dernières années avec les groupes électrogènes démontre que le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et que sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance. Le Distributeur ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance.

Mais, par contre, si cette puissance-là disons qu'elle passait de dix à quarante dollars (10-40 \$) du kilowatt durant l'hiver, est-ce que le potentiel pourrait être intéressant par rapport à ce type de groupe électrogène-là?

M. HANI ZAYAT :

R. Je suis tenté de répondre en deux parties. Il y a une composante « prix » et pour ce qui est de la... C'est sûr que, plus le prix augmente...

Q. [68] Oui.

R.

Par ailleurs, les problématiques qui avaient été soulevées pour les groupes électrogènes étaient, même à un certain point, au-delà des questions de prix, mais plutôt des questions de confort essentiellement des... pas des gestionnaires d'immeubles, **mais des locataires des immeubles qui utilisaient les groupes électrogènes et pour lesquels il y avait un effet de... un effet de nuisance disons qui était... qui était important. Ce qui fait que ces gens-là se sont... se sont retirés ou ne vont pas de l'avant.**

On comprend que ce n'est pas leur business de produire de l'électricité. Pour eux, c'est une modalité et si ça... si les risques que ça vienne nuire à leur... à leur mission première sont importants, bien, c'est sûr qu'ils vont reculer. Et c'est ce qu'on a vu dans le cas des groupes

⁶⁷ Notes sténographique, dossier R-3748-2010, audience du 6 juin 2011, volume 5, Contre-interrogatoire, Me Denis Falardeau, pages 69, 70

⁶⁸ Notes sténographique, dossier R-3748-2010, audience du 6 juin 2011, volume 5, Contre-interrogatoire, Me Denis Falardeau, pages 69, 70

électrogènes.

Q. [69] « Effet de nuisance », vous faites référence à quoi?

R. « Effet de nuisance » en termes de bruits, je crois, qui avait été soulevé, en termes d'odeurs, plutôt de ce type-là. Quand on démarre des groupes électrogènes qui, pour les tester, évidemment, dans les grands édifices, je pense, ça se faisait d'habitude les week-ends ou pendant les périodes où il n'y avait pas de locataire en place.

3.2.5 Respect des normes et règlements par les propriétaires de groupes électrogènes qui adhèrent à l'option interruptible.

Le GRAME a demandé au Distributeur (1) s'il avait considéré les dispositions du *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère*, RAA, L.R.Q., Q-2, r. 4.1 liées à l'usage par le client de groupes électrogènes de secours pour ses besoins de charge courante⁶⁹, (2) si le client aura besoin d'un certificat d'autorisation selon la *Loi sur la qualité de l'environnement*, L.R.Q., c. Q-2, ou selon toute autre loi ou règlement pour cette modification d'usage⁷⁰ et (3) s'il a vérifié avec les villes concernées la réglementation sur le bruit ou les nuisances pour s'assurer que la clientèle visée par cette option ne soit pas l'objet de plaintes de voisinage et d'avis de non-conformité⁷¹.

À toutes ces demandes, le Distributeur nous réfère à sa réponse à la question 5.5, qui cite entre autres un extrait de la décision D-2006-149 rendue dans le cadre du dossier R-3603-2006 :

« Dans la décision D-2006-149 relative à ce dossier, la Régie a indiqué ce qui suit : « Quant au respect des normes environnementales, la Régie est d'avis que cette responsabilité incombe au propriétaire du groupe électrogène et non au Distributeur. » (page 9). »⁷²

Le GRAME est d'avis que malgré ce fait, il subsiste le problème d'absence de clients à son option d'interruption et le risque que le Distributeur encourt de perdre ce moyen pour pallier à des manques de puissance en réseaux autonomes.

Bien que les réseaux autonomes ne fassent pas partie de la "zone québécoise de gestion des émissions des oxydes d'azote" prévue à l'annexe J du nouveau *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère*⁷³, les clients adhérant à l'option d'électricité interruptible doivent respecter les normes et règlements qui leur sont applicables, dépendamment de la puissance de leurs appareils, du type de combustible utilisé et des autres paramètres prévus par la réglementation.

Sans faire état des normes environnementales qui leur seront applicables pour l'utilisation d'un groupe électrogène de secours dans un cadre autre que celui d'«urgence», le GRAME souligne que pour les appareils de combustion d'une puissance supérieure à 3 000kw, un certificat d'autorisation sera requis en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la*

⁶⁹ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.6

⁷⁰ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.7

⁷¹ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.8

⁷² B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.5

⁷³ RAA, L.R.Q., c. Q-2, r. 4.1

qualité de l'environnement. Pour les appareils de combustions d'une puissance de moins de 3 000 kw, le certificat d'autorisation n'est toutefois pas requis selon la LQE⁷⁴.

Il est donc vraisemblable que certains clients industriels devront vérifier auprès du Ministère si le certificat d'autorisation pour leurs opérations doit être ajusté ou modifié pour tenir compte du nouvel usage des groupes électrogènes dans un cadre de production.

Concernant la réglementation spécifique au niveau municipal, le GRAME recommande au Distributeur d'inclure également une révision avec ses clients des possibilités de nuisances auxquels ils pourraient faire face. Quoique ces spécificités soient différentes selon l'ampleur des moyens de ces villes, il n'en demeure pas moins que des ajustements réglementaires peuvent être faits rapidement par ces municipalités en cas de problématiques sérieuses de plaintes de voisinage. **Le GRAME recommande au Distributeur de s'inspirer du programme d'Hydro-Sherbrooke.**

Concernant la différence d'efficacité entre les groupes électrogènes de secours du client à Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et les groupes électrogènes du réseau autonome, le Distributeur mentionne au GRAME ne pas en avoir tenu compte⁷⁵.

De plus, le Distributeur ne prévoit pas intégrer le différentiel des émissions atmosphériques liées à cette option à son bilan d'émissions atmosphériques.

Non. Le Distributeur ne prévoit utiliser cette option que sur une courte période de temps pendant l'année. Le différentiel des émissions atmosphériques ne sera pas assez significatif pour les intégrer à son bilan d'émissions atmosphériques.

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.18.4

Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait d'abord mesurer le différentiel total des émissions atmosphériques qui résulteront de l'utilisation effective de l'option avant de conclure qu'il n'est pas assez significatif pour les intégrer à son bilan.

Même si le Distributeur n'est pas responsable pour son client du respect des obligations réglementaires par ce dernier, il aurait tout avantage à informer adéquatement son client et surtout à s'assurer de la fiabilité de l'interruption planifiée.

À cette fin, le GRAME recommande que la Régie exige du Distributeur qu'il s'assure, avant de signer de telles ententes, que son client adhérent à l'option est en mesure de s'acquitter de son engagement d'interruption et qu'il a toutes les autorisations nécessaires (certificats d'autorisation requis) pour le faire et pour s'engager sur une période de deux ans.

⁷⁴ Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement, RAA, L.R.Q., c. Q-2, r.3, art. 2, par. 4.

⁷⁵ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.18

3.2.6 Conclusions et recommandations - Option avec préavis

Le GRAME comprend la problématique de recherche de puissance pour les réseaux de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie, confrontés à un déficit de puissance et la recherche de solution par le Distributeur. En effet, bien que le GRAME fût en désaccord avec les conclusions du dossier R-3603-2006 pour le réseau intégré, pour les raisons invoquées dans son mémoire⁷⁶, il y a certes des nuances à faire dans le cas des réseaux autonomes, dans une perspective de court terme.

Par contre, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait minimalement informer ses clients potentiels des problèmes que pourraient leur causer ces options s'ils y adhéraient et les accompagner dans leurs démarches de conformités et de bon voisinage.

L'objectif étant de s'assurer de la fiabilité de ces approvisionnements en puissance, le temps de trouver d'autres solutions. D'un simple point de vue de logistique, si un client adhérent à l'option se voit dans l'obligation de fermer ses générateurs de secours suite à une plainte fondée de voisinage ou pour toute autre raison de non-conformité, le Distributeur pourrait se retrouver avec un manque de puissance.

De l'avis du GRAME, si le Distributeur souhaite que ces options soient fonctionnelles, il ne peut pas se déresponsabiliser complètement en choisissant de s'en remettre au propriétaire du groupe électrogène. Le GRAME est d'avis qu'il doit considérer les propriétaires des groupes électrogènes au même titre que des fournisseurs et s'assurer de leur fiabilité.

D'autre part, en tant que société d'État, il doit également respecter ses politiques environnementales et son rôle social.

Concernant l'option d'offrir des mesures incitatives pour que les communautés se dotent elles-mêmes de sources d'énergies renouvelables distribuées, comme par exemple un tarif incitatif pour un programme de panneau solaire avec batteries, le Distributeur n'a pas examiné ces alternatives tarifaires, bien que les clients adhérent à l'option puissent faire appel à d'autres moyens de production d'électricité.⁷⁷

En suivi de la présente demande, le GRAME recommande que cette option soit élargie pour créer des incitatifs aux clients à recourir à d'autres sources d'énergies renouvelables, telles que le solaire. Une telle option serait applicable à l'année, en réduisant la demande globale, à la fois pour la pointe. Le GRAME recommande que d'autres options tarifaires visant à interrompre un client soient développées après le dépôt du PTE en réseaux autonomes.

⁷⁶ Dossier R- 3603-2006, GRAME-1 Document 1

⁷⁷ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R5.17

3.2.7 Conclusions et recommandations - Option sans préavis

Concernant l'option *sans préavis*, la preuve⁷⁸ du Distributeur démontre que le client du réseau d'Opitciwan se retrouve déjà dans une situation où il peut être interrompu et que l'option proposée vise à compenser le client pour un manque de productivité. Le GRAME est d'avis qu'il pourrait être onéreux d'appliquer cette option à un client qui peut s'interrompre avec ses propos groupes électrogènes, car il ne subira pas de perte de productivité. Pour ce client, l'option devrait être adaptée.

3.3 Retrait du tarif d'éclairage Sentinelle pour les abonnements dont les luminaires doivent être remplacés

Le GRAME est en faveur du retrait du tarif d'éclairage Sentinelle pour les abonnements dont les luminaires doivent être remplacés.

La preuve du Distributeur indique que *les quelques clients y adhérant n'offraient pas une masse critique suffisamment importante pour justifier le maintien des ressources commerciales, ne serait-ce que le maintien d'un stock de luminaires*⁷⁹. En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur nous fournit un tableau (Tableau R-6.1 Tarif d'éclairage Sentinelle) plus précis du nombre d'abonnements et du nombre de luminaires pour chacun des services offerts.

TABLEAU R-6.1
TARIF D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE

En date du 30 septembre 2012	Abonnements	Luminaires
SENTINELLE - total	278	460
SANS POTEAU - total	190	302
7 000 lumens ou 175 W	78	119
20 000 lumens ou 400 W	112	183
AVEC POTEAU - total	88	158
7 000 lumens ou 175 W	32	59
20 000 lumens ou 400 W	56	99

Référence : B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R6.1, pages 40 et 41

Le GRAME comptait vérifier l'âge moyen des luminaires afin d'estimer la durée de vie restante et par conséquent justifier économiquement leur retrait complet chez tous les clients et leur recyclage, cependant selon les réponses fournies⁸⁰ par le Distributeur, il ne

⁷⁸ R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, pages 21 et 22.

⁷⁹ R-3814-2012, B-051, HQD-12, document 2, Page 24, section 3.3 Service d'éclairage Sentinelle.

⁸⁰ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R6.1.1 et 6.1.2, page 41.

dispose pas de ces informations. Le Distributeur le confirme lors de la transmission de ses commentaires portant sur les contestations des intervenants sur les réponses aux demandes de renseignements, à la pièce B-0097, page 4 et 5.

Le Distributeur dispose d'un inventaire des luminaires Sentinelle installés chez les clients comme en fait foi la réponse à la question 6.1, mais il réitère qu'il ne dispose pas d'information sur l'âge de ces luminaires et, conséquemment, sur la fin de leur durée de vie utile. Il ne peut donc rien ajouter à ses réponses aux questions 6.1.1 à 6.1.3.

B-0097, Commentaires des contestations des intervenants sur les réponses aux demandes de renseignements, page 4 et 5

Pour ce qui est du stock de luminaires de type Sentinelle, le Distributeur est plus précis et nous fournit le détail de son stock restant de luminaires de type Sentinelle. La preuve du Distributeur démontre que son stock de luminaires est effectivement pratiquement épuisé.

Le stock de luminaires Sentinelle du Distributeur est le suivant en date de septembre 2012 :

- 4 luminaires Sentinelle de 7 000 lumens (175 W) ;
- 12 luminaires Sentinelle de 20 000 lumens (400 W).

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R6.2, p. 42

Bien que le Distributeur indique vouloir maintenir l'offre de service, le GRAME constate qu'il y a peu d'abonnés à ce service. Le GRAME note dans la preuve du Distributeur que *Le stock de luminaires de type Sentinelle est pratiquement épuisé compte tenu que ces luminaires à vapeur de mercure ne sont plus fabriqués pour des raisons environnementales. Outre le fait que le Distributeur n'envisage pas d'abroger le service d'éclairage Sentinelle, entre autres afin d'assurer la sécurité des clients dont le luminaire est installé sur un poteau du Distributeur, reste à comprendre les autres raisons pour lesquelles le Distributeur maintient tout de même l'offre de service.*

[594] Enfin, le Distributeur n'envisage pas d'abroger le service d'éclairage Sentinelle, entre autres afin d'assurer la sécurité des clients dont le luminaire est installé sur un poteau du Distributeur utilisé également à d'autres fins. Puisqu'il s'agit d'un service qui n'est plus offert aux nouveaux abonnés, il propose de continuer d'appliquer la hausse tarifaire moyenne aux tarifs du service d'éclairage Sentinelle. (Nous soulignons)

Dossier R-3776-2011, D-2012-024, par. 596

Le GRAME constate que dès qu'il y aura un luminaire à remplacer, le Distributeur ne fournira plus le service. Par conséquent, le GRAME est d'avis que cela n'assure en aucun cas la sécurité des clients, au contraire, ces derniers devront réagir rapidement pour trouver une alternative puisqu'entre-temps, un tel client se retrouvera sans éclairage extérieur adéquat, et ce jusqu'à ce qu'il trouve une alternative.

Pour ces raisons, le GRAME recommande au Distributeur de mettre en place des incitatifs additionnels et un accompagnement personnalisé.

Lors de la fermeture du service d'éclairage Sentinelle aux nouveaux abonnements au 1er avril 2007, le Distributeur mentionnait déjà que les quelques clients y adhérant n'offraient pas une masse critique suffisamment importante pour justifier le maintien des ressources commerciales, ne serait-ce que le maintien d'un stock de luminaires⁸¹.

Le stock de luminaires de type Sentinelle est pratiquement épuisé compte tenu que ces luminaires à vapeur de mercure ne sont plus fabriqués pour des raisons environnementales. Par conséquent, le Distributeur propose de mettre fin au 1er avril 2013 au service d'éclairage Sentinelle pour les clients dont le luminaire devra être remplacé. Cette mesure permettra le maintien de l'offre de service tout en assurant l'effritement progressif du parc de luminaires Sentinelle. Au moment du remplacement, les clients devront assumer l'acquisition et l'entretien de leurs propres luminaires. (Nous soulignons)

L'électricité sera alors livrée en vertu d'un abonnement au tarif à forfait. Le Distributeur entend mettre en œuvre un plan de communication pour informer la clientèle. Enfin, d'ici à ce qu'il n'y ait plus de clients au service d'éclairage Sentinelle, le Distributeur poursuivra les ajustements de ces tarifs en fonction de l'ajustement tarifaire moyen du tarif G.

R-3814-2012, B-051, HQD-12, document 2, Page 24, section 3.3 Service d'éclairage Sentinelle

Le GRAME est d'avis qu'il y a un risque environnemental lié à la non-reconduction du programme; les abonnées pourraient choisir de procéder au changement des luminaires, sans s'assurer d'une gestion adéquate des luminaires contenant des vapeurs de mercure. Le GRAME souhaite que le Distributeur s'assure de prendre en charge ces luminaires, qui sont la propriété du Distributeur⁸² et qui contiennent des substances dangereuses propres à contaminer l'environnement.

De plus, lors de l'annonce qui sera faite pour mettre fin au 1er avril 2013 au service d'éclairage Sentinelle pour les clients dont le luminaire devra être remplacé, le GRAME recommande que soit transmis aux abonnés une note de sensibilisation aux dangers environnementaux de ces luminaires et qui demande de communiquer avec le Distributeur pour que ce dernier vienne les récupérer et en assure le recyclage, dans le cadre de ses activités en matière de recyclage et de récupération des matières

⁸¹ R-3610-2006, HQD-12, document 1, page 89

⁸² 6 B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R6.1.3, page 41 : .1.3 Veuillez confirmer si ces luminaires, bien qu'installés chez les clients adhérents, sont la propriété du Distributeur ? **Le Distributeur le confirme.**

résiduelles⁸³. Le GRAME est d'avis que le Distributeur est apte à assurer ce processus, contrairement à des entrepreneurs qui pourraient ne pas avoir de système de recyclage en place.

En conclusion, concernant le service d'éclairage Sentinelle, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait proposer des mesures transitoires pour éliminer ces luminaires, soit offrir à ses abonnés une aide financière suffisante et ciblée pour des luminaires de type DEL. Ces incitatifs devraient inclure l'obligation de remettre les luminaires en place qui contiennent des vapeurs de mercure au Distributeur pour qu'il en dispose.

3.4 Le tarif du service général d'éclairage public

Le GRAME est en faveur du rattrapage du tarif du service général d'éclairage public, tel que l'autorise la décision D-2012-024⁸⁴. Cependant, le GRAME compte faire des propositions de tarification, ou d'incitatifs financiers en lien avec la venue de l'éclairage de type DEL qui comporte au moins 50% de moins d'appel de puissance que les lampes HPS (High pressure sodium)⁸⁵.

Selon l'explication fournie au dossier R-3776-2011⁸⁶, le GRAME note que le prix facturé au service général d'éclairage public correspond au prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif G, mais sans la redevance d'abonnement. C'est pourquoi une augmentation graduelle sur deux ans a été proposée et acceptée par la Régie dans sa décision D-2012-024, par. 596.

[596] La Régie autorise le rattrapage du tarif d'éclairage public selon les modalités proposées par le Distributeur, afin qu'il rejoigne le prix moyen facturé aux clients du tarif G sans puissance.

Dossier R-3776-2011, D-2012-024, par. 596

Le GRAME note également que la consommation d'énergie associée à l'éclairage public est généralement estimée sur la base de la puissance raccordée et d'une utilisation mensuelle de 345 heures⁸⁷, sauf dans le cas d'un éclairage 24 heures par jour.

⁸³ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R6.1.4, page 42 : **Le recyclage des luminaires Sentinelle s'inscrit dans le cadre des activités normales du Distributeur en matière de recyclage et de récupération des matières résiduelles conformément à la réglementation en vigueur au Québec.**

⁸⁴ R-3776-2011, D-2012-024, par. 596

⁸⁵ <http://evluma.com/chooseled.html>

⁸⁶ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 46

⁸⁷ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 46

Bien que le Distributeur favorise le mesurage, la consommation d'énergie associée à l'éclairage public ne l'est généralement pas. Elle est plutôt estimée sur la base de la puissance raccordée et d'une utilisation mensuelle de 345 heures. Dans les cas où l'installation est éclairée 24 heures par jour, les heures d'utilisation mensuelle passent à 720.

Le prix facturé au service général d'éclairage public correspond au prix de la 1re tranche d'énergie du tarif G (8,78 ¢/kWh au 1er avril 2011).

Référence : R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 46

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise le tarif du service général d'éclairage public et son lien avec la puissance raccordée.

Le tarif du service général d'éclairage public n'est pas établi à partir d'une puissance raccordée, mais correspond au prix moyen payé par les clients sans puissance du tarif G.

La puissance raccordée est spécifique à chaque abonnement. Tel que stipulé à l'article 9.5 des Tarifs et conditions du Distributeur, elle sert à établir la consommation d'énergie lorsque celle-ci n'est pas mesurée et conséquemment, elle permet de calculer la facture d'électricité au service général d'éclairage public

B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.1, page 44

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise les différences concernant l'appel de puissance des luminaires de type DEL :

Pour un éclairage équivalent, les luminaires de type DEL ont une puissance inférieure à celle des luminaires à vapeur de sodium à haute pression. D'ailleurs, le Distributeur offre un programme d'efficacité énergétique visant à inciter les municipalités à opter pour l'éclairage DEL (volet Éclairage public du programme Bâtiments). Pour plus de détails sur ce programme, consulter le lien suivant :

<http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite/institutionnel/eclairage-public-del.html>

B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.2, page 44

Tel que le démontre le tableau 33 *Description de la clientèle au service général d'éclairage public au 31 décembre 2010*⁸⁸, une part importante des abonnements comporte une consommation estimée :

TABLEAU 33
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU SERVICE GÉNÉRAL D'ÉCLAIRAGE PUBLIC
AU 31 DÉCEMBRE 2010

	Abonnements	Revenus (M\$)
Consommation mesurée	1 932 *	5,7 M\$
Consommation estimée	1 495 (715 500 luminaires)	44,4 M\$

* Les abonnements étant mesurés, le Distributeur ne dispose pas du nombre de luminaires desservis.

Référence : R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 46, Tableau 33

⁸⁸ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 46, Tableau 33

En lien avec cette information, le GRAME demandait également au Distributeur si, advenant une demande de puissance raccordée significativement inférieure avec des luminaires DEL que celle des luminaires au sodium, il pourrait envisager un tarif service général d'éclairage public différent reflétant le juste coût pour les luminaires de type DEL⁸⁹ et si le fait que cette consommation majoritairement estimée constituait un frein à un tarif spécifique⁹⁰. Le Distributeur nous confirme que **la facturation est établie sur la base de la puissance raccordée.**⁹¹

Il n'est pas nécessaire de proposer un nouveau tarif pour les luminaires de type DEL. Le tarif du service général d'éclairage public permet déjà de refléter le juste coût pour les luminaires de type DEL puisque la facturation est établie sur la base de la puissance raccordée. Lorsqu'un client remplace son luminaire par un luminaire DEL, il réduit dès lors sa puissance raccordée et conséquemment, sa consommation d'énergie (mesurée ou estimée) ainsi que sa facture d'électricité au service général d'éclairage public.

Référence : R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.3, page 45

Tel que mentionné dans sa preuve au présent dossier, le Distributeur termine le rattrapage du tarif du service général d'éclairage public⁹², tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2012-024 (par. 596), actuellement de 9,00 ¢/kWh, afin qu'il rejoigne le prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G^{93et94}. Le GRAME demandait au Distributeur d'expliquer les composantes du tarif G sans puissance.

Les clients au tarif G dont la puissance n'est pas facturée puisque leur puissance maximale appelée n'excède pas 50 kW paient, en vertu de l'article 3.2 des Tarifs et conditions du Distributeur, une redevance d'abonnement et sont facturés pour leur consommation d'énergie.

Référence : R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.7, page 46

Le GRAME retient de l'ensemble des réponses du Distributeur pour le cas des abonnements au tarif du service général d'éclairage public que la consommation n'est pas mesurée, la consommation d'énergie est le produit de la puissance raccordée par 345 heures d'utilisation mensuelle⁹⁵ et que dans l'établissement de la puissance raccordée, le Distributeur tient compte de la puissance nominale de l'ampoule et des accessoires.⁹⁶

⁸⁹ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.3, p. 45

⁹⁰ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.4, p. 45

⁹¹ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R7.3, p. 45

⁹² Note 5 Dans sa décision D-2012-024, la Régie autorise le rattrapage sur deux ans comme proposé par le Distributeur de manière à limiter l'impact tarifaire à 3 % au-delà de la hausse tarifaire moyenne du tarif G et prend acte de l'orientation du Distributeur d'appliquer la hausse tarifaire moyenne du tarif G une fois le rattrapage terminé.

⁹³ R-3814-2012, B-0051, HQD-12, doc. 2 p. 8

⁹⁴ Note 6 Ce prix est de 9,15 ¢/kWh au 1er avril 2012, ce qui représente un impact de 1,7 % à revenus constants, auquel s'ajoutera la hausse tarifaire moyenne du tarif G au 1er avril 2013.

⁹⁵ R-3776-2012, B-0160, article 9.5, Établissement de la consommation, texte des conditions de service d'électricité en vigueur le 1er avril 2012 (version française), révisé suite à la décision D-2012-035 rendue le 28 mars 2012, pages 116 et 117

⁹⁶ R-3776-2012, B-0160, article 9.5, Établissement de la consommation

Article 9.5 Établissement de la consommation

En général, la consommation d'énergie n'est pas mesurée. Cependant, le Distributeur peut la mesurer s'il le juge à propos.

Lorsqu'elle n'est pas mesurée, la consommation d'énergie est le produit de la puissance raccordée par 345 heures d'utilisation mensuelle.

Dans le cas des tunnels ou autres installations qui demeurent éclairés 24 heures par jour, la consommation d'énergie est le produit de la puissance raccordée par 720 heures d'utilisation mensuelle.

Dans l'établissement de la puissance raccordée, le Distributeur tient compte de la puissance nominale de l'ampoule et des accessoires.

R-3776-2012, B-0160, Établissement de la consommation 9.5, texte des *conditions de service d'électricité* en vigueur le 1er avril 2012 (version française), révisé suite à la décision D-2012-035 rendue le 28 mars 2012, pages 116 et 117

Le GRAME est d'avis que le tarif du service général d'éclairage public devrait tenir compte de la puissance des luminaires DEL, laquelle est inférieure à celle des luminaires au sodium. Il ne serait donc pas nécessaire de modifier ce tarif pour inclure un tarif DEL pour cette raison.

Ainsi, un abonné au tarif du service général d'éclairage public qui opte pour l'éclairage DEL, dont la puissance peut être de 50 % inférieure à un éclairage de type lampe au sodium, sera facturé sur cette puissance si elle est estimée. Cependant, il reste à déterminer quel est le facteur de puissance utilisé par le Distributeur pour son estimation des coûts pour les luminaires DEL, cette information étant manquante du texte des tarifs et conditions.

Puisque le GRAME ne peut comparer le facteur utilisé par le Distributeur avec ceux des fournisseurs de ces équipements, le GRAME recommande au Distributeur de tenir compte des valeurs fournies par les fournisseurs de luminaires DEL dans le cas où il y aurait divergence significative et soumet deux exemples à l'appui :

Table 2.1. Power Measurements and Energy Calculation

Qty	Source Type	Luminaire Power (W)	Total Power (W)	Hours	Energy (kWh)	Reduction
8	HPS	120	960	4380	4205	N/A
8	LED	53	426	4380	1866	55%

Référence : Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting Host Site: Prepared for the U.S. Department of Energy by Pacific Northwest National Laboratory, November 2009, Page 2.5 Power and Energy (Voir Annexe IV)

ET

Table ES-1: Potential Demand and Estimated Energy Savings³

Luminaire Type	Average Power (W)	Power Savings (W)	Annual Energy Savings (kWh)
High Pressure Sodium Luminaire	121.0	-	-
LED Luminaire	77.7	43	178

Référence: Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting Host Site: Prepared for the U.S. Department of Energy and Pacific Gas & Electric by Energy Solutions, January 2008, page Executive Summary (Voir Annexe V)

Le GRAME soumet sommairement que le facteur de puissance des luminaires au sodium augmente la demande du réseau, ce que les luminaires DEL ne font pas :

The Clearlight has a high power factor of $> .9$, very close to unity. Typically, a HPS lamp has approximately a 0.5 power factor. What is worse, because HPS lamps have a warm up time they might start out with an even lower power factor of .25 and gradually increase to the .49 over a period of 15 to 20 minutes. This is significant because at a power factor of .25 the lamp is pulling over 4x the amount of power it should. For example, a 100 watt HPS would actually be pulling over 400W at first and slowly decrease as it warms up. This increases the demand on the grid. If you have a large number of HID lights coming on at the same time, say at dusk, there is a significant spike in energy consumption. LED lamps have no warm up time. Spikes are eliminated and the true and apparent power are almost equal.

Site Web The evolution of illumination, consulter le 4 novembre 2012: <http://evluma.com/choosel.html> (Voir Annexe VI)

En résumé, ce court texte explique qu'une lampe au sodium dispose d'un facteur de puissance d'environ 0,5. De plus, ces lampes ont besoin d'une période de préchauffage, impliquant qu'elles doivent débiter avec un facteur de puissance plus faible que .25 et puis augmenter progressivement jusqu'à 0.49 sur une période de 15 à 20 minutes. C'est cette période de 15 à 20 minutes qui serait problématique pour la demande sur le réseau, puisqu'à un facteur de puissance de .25, la lampe appelle quatre fois plus d'énergie.

Un exemple est fourni, soit celui d'une lampe au sodium de 100 watts, qui aura un besoin de puissance de l'ordre de 400W dans un premier temps pour diminuer lentement en se réchauffant. Ainsi, il est expliqué que si vous avez un grand nombre de ces lampes qui s'allument sur une même période, par exemple au crépuscule, il y a une hausse importante de la consommation d'énergie et de la demande sur le réseau. À l'opposé, selon ce court texte, les lampes DEL n'ont pas le temps de préchauffage. Les pointes sont par conséquent éliminées et la puissance vraie et apparente sont pratiquement égales.

Ainsi, l'appel de puissance comporte plusieurs aspects, notamment celui lié l'appel qui se produit à la pointe de la consommation. Par conséquent, le GRAME recommande au Distributeur d'évaluer la possibilité d'établir un incitatif, via ses tarifs, ou son PGEÉ. Incitatif visant directement à réduire l'appel de puissance à la pointe hivernale en réseau intégré et ce grâce à une transformation du marché des luminaires.

Le GRAME est d'avis que tout incitatif économiquement rentable pour le Distributeur et sa clientèle, qui permettrait aux abonnés (gouvernements fédéral et provincial, et municipalités) visés par le tarif du service général d'éclairage public de prendre le virage DEL est souhaitable.

En réseau intégré, puisque l'ensemble des revenus des abonnés à ce tarif provient d'une estimation de la consommation⁹⁷ (Voir tableau 33), l'inclusion de l'incitatif au tarif nécessiterait d'établir de manière très précise, pour le territoire du Québec, selon ses régions, les courbes de consommation dans le temps, selon l'heure de la journée et les saisons, et de les comparer avec les heures de pointes et les coûts de la fourniture à ces heures de pointes, puis de déterminer l'incitatif tarifaire annuel ou mensuel.

De plus, en réseaux autonomes, on a discuté, dans le présent mémoire du GRAME, de la recherche de puissance pour le réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie, qui *sont confrontés à un déficit de puissance à très court terme*⁹⁸, un tel incitatif pourrait être établi sur la base du coût évité, en tenant compte de la pointe de même que dans les cas de manque de puissance. Un facteur additionnel pour tenir compte du report des investissements pourrait être inclus.

Le GRAME est en faveur de la mise en place d'un incitatif financier lié au tarif d'éclairage public qui tienne compte d'un facteur d'appel de puissance à la pointe, si le Distributeur le mettait en place, mais présentera plutôt, dans son mémoire sur le PGEÉ, un exemple d'incitatif qui tient compte de l'avantage des luminaires DEL pour la pointe des réseaux de distribution.

3.5 Service complet d'éclairage public

Le GRAME note que le service complet d'éclairage public, qui comprend la fourniture, l'exploitation et l'entretien des luminaires, de même que l'alimentation électrique, est offert uniquement aux municipalités et gouvernements, mais qu'il s'adresse davantage aux clients en régions éloignées et en réseaux autonomes principalement à cause d'un manque d'accès à un service dans le secteur privé.

À l'instar du service général, il est offert uniquement aux municipalités et gouvernements, mais contrairement à celui-ci, le service complet s'adresse davantage aux clients en régions éloignées et en réseaux autonomes qui n'ont pas nécessairement accès à un service équivalent dans le secteur privé. Au 31 décembre 2010, le service complet d'éclairage public comptait 172 abonnements totalisant environ 10 000 luminaires et générant des revenus de 2,2 M\$.

(...)

Le coût total associé au maintien du service complet d'éclairage public doit inclure la fourniture et l'exploitation du luminaire, son entretien (dont le relampage et le remplacement de la cellule

⁹⁷ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 46, Tableau 33

⁹⁸ R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, page 19

photoélectrique) ainsi que son alimentation électrique. Le coût de l'énergie est calculé en fonction de la consommation estimée du luminaire et, tel que proposé pour le service général d'éclairage public, du prix moyen de l'électricité payé par les clients non facturés en puissance au tarif G. S'ajoute également le coût de la location d'espace sur les poteaux. Le tableau 34 illustre le ratio revenus/coûts par type de luminaire du service complet d'éclairage public.²⁷

R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 47-48, section 11.3.

Selon la section 11.3 de la pièce B-054, HQD-12, doc. 2, le même système tarifaire semble s'appliquer à la fourniture pour cette option, auquel s'ajoute les services de *la fourniture et l'exploitation du luminaire, son entretien, dont le relampage et le remplacement de la cellule photoélectrique*⁹⁹.

De plus, le GRAME note qu'à la note de bas de page no 27, le coût associé au service complet couvre une période de 24 ans dans le but de couvrir les travaux suivants : *l'installation initiale du luminaire, le relampage et remplacement de la cellule photoélectrique à tous les 6 ans de même que le remplacement du luminaire à tous les 12 ans.*¹⁰⁰

*Note 27 : Le coût associé au service complet d'éclairage public est déterminé en se basant sur la méthode du coût des travaux approuvée par la Régie dans le cadre du dossier des Conditions de service (R-3535-2004). L'horizon de cette analyse est de 24 ans afin de couvrir les travaux suivants : l'installation initiale du luminaire, le relampage et remplacement de la cellule photoélectrique à tous les 6 ans de même que le remplacement du luminaire à tous les 12 ans.*¹⁰¹

Lorsque l'on consulte l'article 9.10 de la Sous-section 1.3 du Tarif du service complet d'éclairage public, on constate que les tarifs mensuels applicables ont été déterminés en tenant compte du flux du luminaire :

Article 9.10

Tarifs applicables aux luminaires normalisés

Les tarifs mensuels suivants s'appliquent aux luminaires à vapeur de sodium à haute pression normalisés, dans le cadre du service complet d'éclairage public :

Flux du luminaire Tarif par luminaire

5 000 lumens (ou 70 W) 19,86 \$

8 500 lumens (ou 100 W) 21,66 \$

14 400 lumens (ou 150 W) 23,31 \$

22 000 lumens (ou 250 W) 27,39 \$

Référence : R-3776-2011, B-0160, article 9.10, texte des *conditions de service d'électricité* en vigueur le 1er avril 2012

La preuve du Distributeur indique le retrait des luminaires à vapeur de mercure pour des raisons environnementales, mais également d'efficacité énergétique.

⁹⁹ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 47-48, section 11.3.

¹⁰⁰ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 47-48, section 11.3

¹⁰¹ R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 47-48, section 11.3.

Le Distributeur propose de retirer les luminaires à vapeur de mercure du texte des Tarifs, ceux-ci ayant été remplacés au cours des dernières années par des luminaires à vapeur de sodium à haute pression qui sont une meilleure option tant au plan environnemental qu'au plan de l'efficacité énergétique.

R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 47-48, section 11.3

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur indique qu'il n'envisage pas pour l'instant retirer ses luminaires à *vapeur de sodium à haute pression* pour offrir des luminaires de type DEL pour son service complet d'éclairage public.

Cette avenue n'est pas envisagée pour l'instant. La technologie DEL continue à évoluer tant en matière d'efficacité qu'en matière de coûts. À noter que le service complet d'éclairage public représente moins de 5 % du marché d'éclairage public.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.1, p. 47

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur n'envisage pas de collaboration avec des agents livreurs locaux qui appliqueraient les mêmes standards que le Distributeur pour la pose des luminaires, leur exploitation et entretien dans les communautés concernées pour offrir son service d'éclairage complet, plus particulièrement dans les réseaux autonomes.

Non.

Tel que mentionné au dossier R-3776-2011 à la pièce HQD-12, document 2, section 11.3, le service complet d'éclairage public s'adresse surtout aux clients en régions éloignées qui n'ont généralement pas accès à un service équivalent dans le secteur privé. Cette problématique est particulièrement évidente dans les plus petits réseaux autonomes où il n'y a aucun électricien ou firme accrédités sur place. Les interventions de maintenance et d'installation de luminaires sont effectuées par des employés du Distributeur, déjà sur place, ce qui s'avère plus efficient et économique.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 GRAME, R8.2, p. 47 et 48

Concernant le cas du projet pilote aux Îles-de-la-Madeleine, le GRAME demandait au Distributeur de préciser si cette municipalité a adhéré au *Service complet d'éclairage public* ou au *Service général public*. Bien que dans le cas des IDLM, les deux services sont offerts, le projet pilote s'adresse aux municipalités qui sont propriétaires des luminaires.

Les municipalités situées aux Îles-de-la-Madeleine adhèrent au service général ainsi qu'au service complet d'éclairage public. Toutefois, le programme d'efficacité énergétique Éclairage public DEL, incluant le projet pilote aux Îles-de-la-Madeleine, s'adresse uniquement aux municipalités qui sont propriétaires de luminaires d'éclairage public et donc, qui adhèrent au service général d'éclairage public.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.3, p. 48

Dans sa preuve, le Distributeur indique que l'horizon de l'analyse du coût associé au service complet d'éclairage public est de 24 ans et couvre les travaux suivants : *l'installation initiale du luminaire, le relampage et remplacement de la cellule*

*photoélectrique à tous les 6 ans de même que le remplacement du luminaire à tous les 12 ans.*¹⁰². Il indique aussi que ces abonnements des municipalités sont *assujettis aux conditions de service d'électricité*.

Les abonnements au service complet d'éclairage public sont assujettis aux conditions de service d'électricité.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.4, p. 48

Le Distributeur complète sa réponse dans ses commentaires portant sur les contestations des intervenants sur les réponses aux demandes de renseignements :

*Pour la réponse 8.4, le Distributeur renvoie plus précisément l'intervenant aux articles 7.1 des **Conditions de services** et 9.9 des **Tarifs et conditions du Distributeur** qui précisent les termes de l'abonnement au service d'éclairage public.*

Référence : R-3814-2012, B-0097, Commentaires des contestations des intervenants sur les réponses aux demandes de renseignements, page 4 et 5

Le texte des Conditions de services nous indique au paragraphe 3 de l'article 7.1 que l'abonnement pour le service complet d'éclairage public est conclu pour un terme initial d'au moins un an et qu'il se continue selon le terme convenu entre le client et Hydro-Québec. À défaut de convention pour le terme du service, il se continue jusqu'à ce que le client donne un avis de 30 jours avant l'échéance du terme.

3° l'abonnement pour le service complet d'éclairage public défini aux tarifs d'électricité est conclu pour un terme initial d'au moins un an et il se continue selon le terme convenu entre le client et Hydro-Québec ou, s'il n'y en a pas, d'année en année jusqu'à ce que le client ou Hydro-Québec le résilie en donnant un avis écrit d'au moins 30 jours francs à cet effet avant l'échéance du terme;

Référence : R-3776-2011, B-0162, HQD-18, Document 5.1, Page 14, article 7.1, alinéa 3 des Conditions de services

Pour ce qui est du texte des tarifs et conditions du Distributeur, l'article 9.9 indique que pour le service complet d'éclairage public tout nouveau luminaire doit être utilisé pendant au moins cinq ans. De plus, si le client souhaite remplacer ou enlever un luminaire avant ce délai, il devra en assumer les frais.

¹⁰² R-3776-2011, B-054, HQD-12, doc. 2, page 47-48, section 11.3.

Durée minimale de l'abonnement 9.9

Le service complet d'éclairage public est offert sous forme d'abonnements annuels seulement. De plus, tout nouveau luminaire doit être utilisé pendant au moins cinq ans. Le client qui demande au Distributeur d'enlever ou de remplacer un luminaire avant l'expiration de ce délai en assume les frais, sauf si la modification est causée par le mauvais fonctionnement du luminaire.

Référence : R-3776-2011, B-0160, article 9.9 *des Tarifs et conditions du Distributeur*

Étant préoccupé par le virage DEL pour le service public complet d'éclairage, le GRAME demandait au Distributeur s'il est possible pour ces municipalités de demander une modification du type d'éclairage pour opter par exemple pour les luminaires DEL à des fins d'économies d'énergie. Dans l'immédiat, le Distributeur n'a pas envisagé¹⁰³ l'option de prendre le virage DEL pour ce service, mais nous indique que le client peut faire l'acquisition du réseau d'éclairage public afin d'installer des luminaires DEL. Une fois l'acquisition faite, il sera admissible au programme du PGEE.

Cependant, si elle désire installer des luminaires DEL à des fins d'économie d'énergie (remplacement complet ou modification partielle du luminaire), la municipalité peut faire l'acquisition du réseau d'éclairage public du Distributeur et souscrire un abonnement au service général d'éclairage public. S'il s'agit d'un remplacement complet du luminaire, la municipalité sera admissible au programme d'éclairage public DEL.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.4.2, p. 49

Il semble y avoir une différence entre la réponse du Distributeur à la question 8.4.2 du GRAME et l'article 9.9 qui indique plutôt que pour le service complet d'éclairage public, tout nouveau luminaire doit être utilisé pendant au moins cinq ans et que les frais seront assumés par le client pour le remplacement avant ce délai.

Par contre, le GRAME déduit de la réponse 8.4.2 du Distributeur qu'il prend systématiquement des termes plus longs avec ses clients, comme l'y autorise le texte des Conditions de services au paragraphe 3 de l'article 7.1, qui précise que l'abonnement pour le service complet d'éclairage public est conclu pour un terme initial d'au moins un an et qu'il se continue selon le terme convenu entre le client et Hydro-Québec.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur aurait avantage à évaluer les conséquences de ces termes sur les options de modification des luminaires pour les fins d'économies d'énergie par ses clients.

¹⁰³ B-0089, HQD-13, document 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.2, pages 47 et 48

Il y a 128 municipalités et communautés autochtones qui adhèrent au service complet d'éclairage public pour un total de 7 215 luminaires.

Parmi celles-ci, 23 sont localisées en réseaux autonomes.

Référence : B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.4.6, p. 49

Il s'agit, selon l'information fournie par le Distributeur, de 128 municipalités et communautés autochtones qui sont abonnées à ce service d'éclairage, dont 23 sont situées en réseaux autonomes¹⁰⁴. De plus, en complément d'information, le Distributeur nous indique que 2 061 sur 7 215, donc 28 % de ces luminaires sont localisé en réseaux autonomes¹⁰⁵.

Le Distributeur convient cependant de préciser que 2 061 des 7 215 luminaires se retrouvent dans 23 municipalités et/ou communautés autochtones situées en réseaux autonomes.

Référence : R-3814-2012, B-0097, Commentaires des contestations des intervenants sur les réponses aux demandes de renseignements, page 4 et 5

Pour ce qui est des réseaux autonomes, puisque les coûts évités en réseaux autonomes sont élevés, le GRAME recommande au Distributeur de procéder à ce virage dès qu'il aura confirmé la performance de ces luminaires en climat rigoureux et ce lors de son projet pilote aux IDLM¹⁰⁶. Ce virage devrait être prioritaire pour les réseaux autonomes.

¹⁰⁴ R-3814-2012, B-0089, HQD-13, doc. 8, Réponse à la demande numéro 1 du GRAME, R8.4.6, p. 49

¹⁰⁵ R-3814-2012, B-0097, Commentaires des contestations des intervenants sur les réponses aux demandes de renseignements, page 4 et 5

¹⁰⁶ R-3814-2012, B-0042, HQD-8, doc. 8, p. 26, section 4.6. Réseaux autonomes, 4.6.1. Îles-de-la-Madeleine (IDM)/Anticosti

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

I- STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

1.1 Approvisionnements en puissance - réseau intégré

Le GRAME est d'avis qu'il serait bénéfique pour le Distributeur de rechercher d'autres moyens susceptibles de satisfaire ses besoins en puissance et d'y associer des idées novatrices. Le GRAME est d'avis que bien que les résultats de ces recherches soient déposés aux trois ans aux Plans d'Approvisionnement, elles doivent se faire en continu.

1.2 Gestion de la consommation, appel de puissance et autres moyens - réseau intégré et autonomes

Le GRAME conclut que le Distributeur est en retard dans ses recherches d'opportunités en mesures de gestion de la consommation dans sa stratégie d'approvisionnement en puissance.

1.2.1 Projet d'efficacité à titre de fournisseur d'électricité – réseau intégré et réseaux autonomes

Le GRAME est d'avis que le Distributeur accuse un retard manifeste dans ses démarches de recherches d'opportunités et d'évaluation du potentiel de projets d'efficacité à titre de fournisseur d'électricité, à la fois pour le réseau intégré et les réseaux autonomes.

Le GRAME conclut que le Distributeur ne semble pas en mesure d'accomplir la première étape de cette démarche, soit la phase de qualification d'opportunités des projets d'efficacité à titre de fournisseur d'électricité.

Compte tenu de l'absence de démarche par le Distributeur, le GRAME recommande au Distributeur de procéder ou de mandater une firme d'experts en ce domaine afin de réaliser une revue des technologies et des projets en efficacité énergétique, par secteurs d'activités ou regroupements d'intérêts, et ce avant l'examen du prochain plan d'approvisionnement.

1.3. Exemple de projet d'efficacité énergétique – réseau autonome IDLM

Le GRAME est d'avis que projet pilote d'installation de luminaires de type DEL doit tester les gains en puissance, selon l'heure de la journée et selon les saisons. Ainsi, il serait le premier projet à évaluer le potentiel de cette technologie dans le cadre d'un futur appel d'offres au titre d'une fourniture d'énergie.

Le GRAME recommande dans le cadre du projet pilote d'installation de luminaires de type DEL aux IDLM, que soient testés en parallèle les gains en puissance, selon les courbes de consommation journalières et mensuelles, en fonction des saisons et que ces résultats soient déposés à la Régie en suivi.

1.3.2 L'appel au public – réseau intégré et autonome

Concernant les besoins en puissance du Distributeur à la pointe d'hiver, le GRAME réitère sa position énoncée au dossier R-3748-2010, à l'effet que le Distributeur aurait intérêt à s'inspirer de la démarche *EcoWatt* initiée en Bretagne pour répondre aux problématiques spécifiques de pointe de consommation.

Concernant les besoins en puissance du Distributeur à la pointe d'hiver, outre une démarche de sensibilisation, le GRAME recommande au Distributeur de développer notamment une stratégie de communication, pour les heures où ses besoins se font sentir, particulièrement à pointe hivernale, par le biais de la radio par exemple, et par l'utilisation des réseaux sociaux et autres outils du web comme l'envoi de courriels ou de messages textes à ses clients.

Le GRAME recommande aussi au Distributeur d'envisager cette stratégie dans ses réseaux autonomes, particulièrement aux IDLM.

Le GRAME est d'avis qu'une telle stratégie améliorera la réponse des citoyens et permettra de changer les habitudes comportementales.

1.3.3 Community Energy Storage -- autonome

Concernant la recherche de solution pour combler les besoins de puissance et d'énergie à la pointe en réseaux autonomes, le GRAME recommande au Distributeur d'étudier la solution des CES (Community Energy Storage) et d'intégrer cette dernière à titre de projet pilote dans l'un de ses projets de jumelage éolien diesel, mais uniquement dans le cadre des réseaux autonomes.

1.4.1 Prévision de l'alimentation électrique dans les réseaux autonomes et développement du Nord

Le GRAME accueille favorablement la volonté du Distributeur de vouloir traiter de cet enjeu au prochain plan d'approvisionnement, ce qui démontre que des travaux en ce sens seront faits d'ici le prochain plan d'approvisionnement. Le GRAME souhaite que le Distributeur puisse présenter un portrait global des besoins sur ces territoires au prochain plan.

II. CHARGES D'EXPLOITATION, EFFORTS D'EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR ET INVESTISSEMENTS

2.1 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques

Pour les raisons invoquées par le Distributeur, le GRAME est favorable à sa demande de reclasser l'activité spécifique Inspection et retraitement des poteaux de bois dans la catégorie activités de base avec facteur d'indexation particulier.

Le GRAME recommande l'inclusion du PGEÉ dans la catégorie facteur d'indexation particulier. En effet, la réponse du Distributeur satisfait le GRAME. De plus, comme le Distributeur ne peut refuser de clients, il demeure possible qu'un programme connaisse une augmentation importante d'adhésions et voit le montant des aides accordées s'accroître significativement, ce qui milite en faveur de la demande du Distributeur, d'inclure le PGEÉ dans cette catégorie.

2.2 Reclassement de l'activité Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils dans la nouvelle catégorie : Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

Le GRAME est d'avis que la catégorie *Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils* ne peut rencontrer le critère de la stabilité des coûts, à moins de niveler systématiquement les investissements faits en réhabilitation et de ne pas tenir compte des besoins réels en matière de réhabilitation des sols.

Le GRAME est d'avis que compte tenu du fait que l'activité *Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils* ne peut être associée à un facteur d'indexation fixe comme le taux d'inflation, il aurait avantage à être reclassé dans la catégorie activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

III TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

3.1 Stratégie tarifaire

En lien avec ses positions antérieures à l'effet qu'il est nécessaire de tendre à refléter les coûts à la marge dans le signal de prix de la deuxième tranche afin de refléter le juste prix de l'énergie, le GRAME est favorable à la poursuite de la stratégie tarifaire du Distributeur pour le tarif domestique, soit le gel de la redevance et pour les tarifs D et DM, une hausse tarifaire deux fois plus élevée sur le prix de la 2^{ème} tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{ère} tranche.

3.2 Option d'électricité interruptible avec préavis et sans préavis

Le GRAME comprend la problématique de recherche de puissance pour les réseaux de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie, confrontés à un déficit de puissance et la recherche de solution par le Distributeur.

Par contre, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait minimalement informer ses clients potentiels des problèmes que pourraient leur causer ces options s'ils y adhéraient et les accompagner dans leurs démarches de conformités et de bon voisinage, l'objectif étant de s'assurer de la fiabilité de ces approvisionnements en puissance, le temps de trouver d'autres solutions.

Si le Distributeur souhaite que ces options soient fonctionnelles, il ne peut pas se déresponsabiliser complètement en choisissant de s'en remettre au propriétaire du groupe électrogène. Le GRAME est d'avis qu'il doit considérer les propriétaires des groupes électrogènes au même titre que des fournisseurs et s'assurer de leur fiabilité et, en tant que société d'État, il doit également respecter ses politiques environnementales et son rôle social.

Concernant l'option d'offrir des mesures incitatives pour que les communautés se dotent elles-mêmes de sources d'énergies renouvelables, comme par exemple un tarif incitatif pour un programme de panneau solaire avec batteries, le Distributeur n'a pas examiné ces alternatives tarifaires. Le GRAME recommande que cette option soit élargie pour créer des incitatifs aux clients à recourir à d'autres sources d'énergies renouvelables, telles que le solaire. Une telle option serait applicable à l'année, en réduisant la demande globale, à la fois pour la pointe. Le GRAME

recommande que d'autres options tarifaires visant à interrompre un client soient développées après le dépôt du PTE en réseaux autonomes.

3.2.7 Conclusions et recommandations - Option sans préavis

Concernant l'option *sans préavis*, la preuve¹⁰⁷ du Distributeur démontre que le client du réseau d'Opitciwan se retrouve déjà dans une situation où il peut être interrompu et que l'option proposée vise à compenser le client pour un manque de productivité. Le GRAME est d'avis qu'il pourrait être onéreux d'appliquer cette option à un client qui peut s'interrompre avec ses propos groupes électrogènes, car il ne subira pas de perte de productivité. Pour ce client, l'option devrait être adaptée.

3.3 Retrait du tarif d'éclairage Sentinelle pour les abonnements dont les luminaires doivent être remplacés

Le GRAME constate que dès qu'il y aura un luminaire à remplacer, le Distributeur ne fournira plus le service. Par conséquent, le GRAME est d'avis que cela n'assure en aucun cas la sécurité des clients, au contraire, ces derniers devront réagir rapidement pour trouver une alternative puisqu'entre-temps, un tel client se retrouvera sans éclairage extérieur adéquat, et ce jusqu'à ce qu'il trouve une alternative.

Pour ces raisons, le GRAME recommande au Distributeur de mettre en place des incitatifs additionnels et un accompagnement personnalisé.

En conclusion, concernant le service d'éclairage Sentinelle, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait proposer des mesures transitoires pour éliminer ces luminaires, soit offrir à ses abonnés une aide financière suffisante et ciblée pour des luminaires de type DEL. Ces incitatifs devraient inclure l'obligation de remettre les luminaires en place qui contiennent des vapeurs de mercure au Distributeur pour qu'il en dispose.

3.4 Le tarif du service général d'éclairage public

Le GRAME est d'avis que le tarif du service général d'éclairage public devrait tenir compte de la puissance des luminaires DEL, laquelle est inférieure à celle des luminaires au sodium. Il ne serait donc pas nécessaire de modifier ce tarif pour inclure un tarif DEL pour cette raison.

Le GRAME est en faveur de la mise en place d'un incitatif financier lié au tarif d'éclairage public qui tienne compte d'un facteur d'appel de puissance à la pointe, si le Distributeur le mettait en place.

3.5 Service complet d'éclairage public

Puisque les coûts évités en réseaux autonomes sont élevés, le GRAME recommande au Distributeur de procéder à ce virage dès qu'il aura confirmé la performance de ces luminaires en climat rigoureux et ce lors de son projet pilote aux IDLM¹⁰⁸. Ce virage devrait être prioritaire pour les réseaux autonomes.

¹⁰⁷ R-3814-2012, B-054, HQD-12, doc. 2, p. 19-21, section 3.1.1 Option d'électricité interruptible avec préavis, pages 21 et 22

¹⁰⁸ R-3814-2012, B-0042, HQD-8, doc. 8, p. 26, section 4.6. Réseaux autonomes, 4.6.1. Îles-de-la-Madeleine (IDM)/Anticosti

LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE I : Site Web Le Télégramme :
<http://www.letelegramme.com/ig/generales/regions/finistere/electricite-ecowatt-atteint-ses-objectifs-en-bretagne-20-03-2012-1638073.php>
- ANNEXE II : Recueil de politiques d'Hydro-Québec : Notre environnement
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf
- ANNEXE III : Recueil de politiques d'Hydro-Québec: Notre rôle social
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf
- ANNEXE IV : Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting
Host Site: Lija Loop, Portland, Oregon. Final Report prepared in support of the U.S. DOE Solid State Lighting Technology Demonstration GATEWAY Program, Prepared for the U.S. Department of Energy by Pacific Northwest National Laboratory, November 2009, Page 2.5 Power and Energy
- ANNEXE V : Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting
Host Site: City of Oakland, California. Final Report prepared in support of the U.S. DOE Solid State Lighting Technology Demonstration GATEWAY Program and PG& Emerging Technologies Program. Prepared for the U.S. Department of Energy and Pacific Gas & Electric by Energy Solutions, January 2008, page Executive Summary
- ANNEXE VI : Site Web the evolution of illumination consulté le 4 novembre 2012:
<http://evluma.com/chooseled.html>, 2 pages

ANNEXE I

Site Web Le Télégramme :

<http://www.letelegramme.com/ig/generales/regions/finistere/electricite-ecowatt-atteint-ses-objectifs-en-bretagne-20-03-2012-1638073.php>

LeTélégramme.com

FINISTÈRE

Electricité **ÉcoWatt atteint ses objectifs en Bretagne**

Avec 45.000 abonnés à ses alertes, transmises par SMS, mail, réseaux sociaux, etc., et une réduction de consommation électrique de 2 à 3% lors des pics d'hiver, le programme ÉcoWatt a atteint voire dépassé ses objectifs en Bretagne cet hiver. Menacée chaque hiver de délestages, la région a traversé sans dommage la période de grands froids de début février, où sept alertes ÉcoWatt avaient été lancées. «Les effets des gestes des ÉcoWacteurs, invités à réduire ou à reporter leur consommation d'électricité durant les sept jours de froid, se sont traduits par une réduction de la consommation qui a pu atteindre jusqu'à 2 à 3% aux heures les plus chargées, soit l'équivalent de la consommation cumulée des villes de Quimper, Vannes et Saint-Malo», a indiqué RTE, filiale d'EDF en charge du réseau de lignes à haute tension. Durant l'hiver précédent, l'écrêtement attribué à ÉcoWatt avait été situé entre «1,5 et 2%». La Bretagne a battu, le 9 février dernier, son record de consommation électrique, atteignant 18.000 mégawatts.

50% de foyers et collectivités en plus

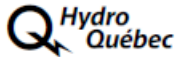
Lancé lors de l'hiver 2008/09, le programme ÉcoWatt a vu son chiffre de participants bondir de 50% en un an et compte aujourd'hui près de 45.000 abonnés à ses alertes, dont 3.600 collectivités et entreprises, selon l'opérateur. ÉcoWatt ambitionnait initialement de toucher 50.000 foyers de consommation d'ici à l'hiver 2013/2014, sur les 1,9 million que compte la région. C'est presque chose faite.

Tags : [Energie](#) [Electricité](#) [Ecowatt](#)

ANNEXE II

Recueil de politiques d'Hydro-Québec : Notre environnement

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf



Politique

Page 1 de 2

Thème	En vigueur le
Notre environnement	14 avril 2008

Adoption

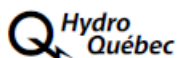
N° de la résolution	Date	Secrétaire générale
HA-67/2008	11 avril 2008	Marie-José Nadeau <i>Original signé et conservé</i>

- 1. Introduction** La présente politique constitue les orientations et les engagements d'Hydro-Québec en environnement. Hydro-Québec mise sur l'utilisation judicieuse des ressources dans une perspective de développement durable.
- 2. Principes généraux** Hydro-Québec est une entreprise d'avant-garde en ce qui concerne l'environnement. En favorisant la production d'électricité à partir de ressources renouvelables, Hydro-Québec protège l'héritage environnemental des générations futures. Elle développe des projets rentables, acceptables du point de vue environnemental et favorablement accueillis par les collectivités. Elle pratique une gestion environnementale rigoureuse, conforme à la norme ISO 14001, dans une perspective d'amélioration continue. En conséquence,
 - développement durable** pour contribuer au développement durable, Hydro-Québec s'engage à :
 - promouvoir une utilisation plus efficace de l'électricité ;
 - privilégier l'hydroélectricité et les autres sources d'énergie renouvelables, dont l'éolien ;
 - utiliser les ressources le plus efficacement possible, favoriser une consommation responsable et pratiquer la réduction à la source, le réemploi et le recyclage de celles-ci.
 - amélioration continue de la performance environnementale** pour améliorer sa performance environnementale, Hydro-Québec s'engage à :
 - intégrer l'environnement dans les processus décisionnels et à toutes les étapes du cycle de vie de ses produits, ses services et ses installations de façon à prévenir la pollution, à gérer les impacts à la source, à atténuer les impacts négatifs et à maximiser les impacts positifs ;
 - faire preuve de transparence envers les communautés locales dans le cadre des évaluations environnementales de ses activités, de ses programmes et de ses projets ;
 - sensibiliser ses partenaires commerciaux et ses fournisseurs au besoin d'une gestion responsable de leurs activités, produits et services ;
 - réaliser ou à soutenir la recherche et l'innovation technologique relativement aux effets de ses activités sur l'environnement.

ANNEXE III

Recueil de politiques d'Hydro-Québec, notre rôle social

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/politiques/pdf/recueil_politiques.pdf



Politique

Page 1 de 2

Thème		En vigueur le	
Notre rôle social		8 septembre 2009	
Adoption			
N° de la résolution	Date	Secrétaire générale	
HA-127/2009	3 septembre 2009	Marie-José Nadeau <i>Original signé et conservé</i>	

- 1. Introduction**

La présente politique constitue l'engagement d'Hydro-Québec en regard de son rôle social dans une perspective de développement durable. Hydro-Québec se définit comme une entreprise citoyenne et responsable, soucieuse d'apporter une contribution significative à l'essor économique, social et culturel de la société dans laquelle elle exerce ses activités.
- 2. Principes généraux**

Hydro-Québec considère son rôle social comme primordial et fondamental en tant que propriétaire, gestionnaire de ressources collectives, acheteur et comme entreprise citoyenne. Elle exerce sa responsabilité sociale en tenant compte de l'ensemble du cycle de vie de ses produits et services. En conséquence,


développement économique, régional et social

pour bien assumer son rôle de moteur économique et d'entreprise citoyenne et responsable, Hydro-Québec s'engage à :

 - soutenir le développement du Québec et de l'ensemble de ses régions en utilisant ses investissements, sa force de travail, son pouvoir d'achat ainsi que le partenariat, dans des activités rentables pour l'entreprise et pour la société à long terme ;
 - contribuer au développement économique et social des collectivités qui accueillent de nouveaux équipements de production et de transport ;
 - mettre en place et maintenir des plans et des mesures d'urgence, harmonisés avec ceux des intervenants locaux et des gouvernements concernés ;
 - contribuer à la recherche et développement dans les domaines inhérents à sa mission ;
 - contribuer au dynamisme social et culturel et au bien-être collectif en soutenant diverses activités socio-humanitaires, éducatives et du domaine de la santé ainsi qu'en s'associant à divers événements à caractère culturel, environnemental, socio-économique et sportif. Cet engagement est précisé dans la politique concernant l'octroi des dons et commandites ;
 - contribuer à la vie artistique en acquérant et en rendant accessibles des oeuvres d'artistes québécois ;
 - soutenir ses employés qui s'impliquent bénévolement dans la collectivité ;

ANNEXE IV

Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting Host Site: Lija Loop, Portland, Oregon. Final Report prepared in support of the U.S. DOE Solid State Lighting Technology Demonstration GATEWAY Program, Prepared for the U.S. Department of Energy by Pacific Northwest National Laboratory, November 2009, Page 2.5 Power and Energy



**Demonstration Assessment
of Light-Emitting Diode (LED)
Street Lighting**


*Host Site: Lija Loop,
Portland, Oregon*

Final Report prepared in support of the
U.S. DOE Solid State Lighting
Technology Demonstration GATEWAY Program

Study Participants:
Pacific Northwest National Laboratory
U.S. Department of Energy
City of Portland
Leontek
Energy Trust of Oregon, Inc.

November 2009

Prepared for the U.S. Department of Energy by
Pacific Northwest National Laboratory



2.5 Power and Energy

Power measurements for both the HPS and LED luminaires were taken at the same point in the circuit, upstream of the ballast/power supply at the base of each pole (Table 2.1). Each luminaire (either HPS or LED) is controlled via a photocell integral to the luminaire. Operating hours were assumed to average 12 hours per day because of the photocell (turning on the light

2.5

during twilight and turning off after dusk). Table 2.1 lists the power measurements for Lija Loop and the calculated energy consumption of the two lighting systems.

Table 2.1. Power Measurements and Energy Calculation

Qty	Source Type	Luminaire Power (W)	Total Power (W)	Hours	Energy (kWh)	Reduction
8	HPS	120	960	4380	4205	N/A
8	LED	53	426	4380	1866	55%

ANNEXE V

Demonstration Assessment of Light-Emitting Diode (LED) Street Lighting Host Site: City of Oakland, California. Final Report prepared in support of the U.S. DOE Solid State Lighting Technology Demonstration GATEWAY Program and PG&E Emerging Technologies Program. Prepared for the U.S. Department of Energy and Pacific Gas & Electric by Energy Solutions, January 2008, page Executive Summary

GATEWAY DEMONSTRATIONS

Demonstration Assessment of Light Emitting Diode (LED) Street Lighting

Host Site: City of Oakland, California

Final Report prepared in support of the
U.S. DOE Solid-State Lighting
Technology Demonstration Gateway Program
and PG&E Emerging Technologies Program

Study Participants:
U.S. Department of Energy
Pacific Gas & Electric
City of Oakland, California
Energy Solutions
Beta LED, Inc.

January 2008

Prepared for the U.S. Department of Energy and
Pacific Gas & Electric by Energy Solutions



**Pacific Gas and
Electric Company®**

Executive Summary

This report summarizes an LED street lighting assessment project conducted to study the applicability of LED luminaires in a street lighting application. In the first of two phases, the project team took pre- and post-installation measurements in a parking lot owned by the City of Oakland to assess the likelihood of any negative safety impacts from the installation of the LED luminaires on a public street. With no significant concerns so identified, the project progressed to the second phase involving installation on actual public roadways. Quantitative and qualitative light and electrical power measurements were taken on all streets, and economic costs estimated and qualitative satisfaction gauged with a resident survey. This report documents the results of this second phase¹.

In Phase 2 of the project, fifteen 78 watt LED luminaires replaced a like number of 121 watt high pressure sodium (HPS) luminaires (100 nominal watts) on Sextus and Tunis roads between Empire Rd and Coral Rd in a residential area of Oakland. To allow a variety of comparisons, Sextus Rd was illuminated with fresh HPS luminaires on the eastern half and LED luminaires on the western half, and Tunis Rd was illuminated exclusively with LED luminaires, while the adjacent Cairo Rd was entirely relamped with new HPS lamps. All luminaires have heights of 28.5' above the road surface, with spacings of approximately 110', 120', or 165' between luminaires.

Measured results from the study are tabulated in Table ES-1 below: The metered LED luminaire drew an average of 77.7 watts, roughly 35% (43.3 watts) less than the metered HPS luminaire. With an estimated 4,100 annual hours of operation,² annual electrical savings are estimated to be approximately 178 kWh per luminaire replaced.

Table ES-1: Potential Demand and Estimated Energy Savings³

Luminaire Type	Average Power (W)	Power Savings (W)	Annual Energy Savings (kWh)
High Pressure Sodium Luminaire	121.0	-	-
LED Luminaire	77.7	43	178

Measured illuminance levels under both the HPS and LED luminaires are shown in Table ES-2. The lighting distribution of HPS luminaires is such that they typically over-light the area directly beneath the luminaires (creating 'hot spots') in order to maintain minimum levels further away. This variance is evident in the measured HPS values listed in the table. As a result, the lower average illuminance levels measured under the LED luminaires do not denote inferior light performance; the LED luminaires maintained minimum light levels across all spacings while significantly reducing uniformity ratios (i.e., increasing overall uniformity) compared to the HPS. The greater uniformity means that overall lighting levels can be reduced from what is required with HPS to achieve significant energy savings. This is even more pronounced when the HPS lamps are new, as they need to account for lumen depreciation or reduced output over the course of their life. Lighting guidelines must consider the maintenance of a minimum illumination level even at the

¹ It is essential to note that the specific results reported, while perhaps characteristic of LED technology in general, still primarily apply to the specific product tested. Readers are urged to use caution in extrapolating these results to other products or lighting situations.

² From PG&E LS-2 Rate Schedule, Appendix G.

³ See 'Electrical Demand and Energy Savings' section.

ANNEXE VI

Site Web the evolution of illumination consulté le 4 novembre 2012:
<http://evluma.com/chooseled.html>, 2 pages



Why Choose LED Luminaires?

There are multiple reasons to choose LED lighting: energy efficiency, long life, fewer maintenance visits (no ballast or starter to replace) and the absence of hazardous material, such as Mercury. But there are a few more reasons to consider LEDs over legacy technology.

[Why Choose LED luminaires?](#)

[Why Choose a retrofit, or replacement lamp?](#)

Good Neighbors & Light Pollution

Light pollution is a general term that encompasses issues of light trespass, glare and urban sky glow. Light trespass is when the effects of a light stray from the intended purpose. Unwelcome stray light entering property or windows from a nearby light source can be very upsetting and is often the reason behind vandalism. Stray light scattered in the atmosphere creates urban sky glow. Urban sky glow has been reported to be increasing around 30% annually in some American cities. Use of a full cut-off lamp, such as the Clearlight EcoSpot reduces and typically eliminates stray light and light trespass. The EcoSpot is truly dark sky friendly.

Glare is defined by the Illuminating Engineering Society (IES) as the sensation produced by luminance in the visual field that is sufficiently greater than the luminance to which the eye has adapted, thus causing annoyance, discomfort or loss of visual performance and visibility. The discomfort and poor visibility caused by glare can result in driver error. Glare can be reduced, by proper cut off.

Avoid unsightly solutions to light trespass.



Avoid broken bulbs and vandalism to refractors.



HPS lamp in 2004 Type 2 fixture



Clearlight LED luminaire in 2004 Type 2 fixture

Light Quality

With CRIs ranging from 74-78 the Clearlight family exceeds the performance of Mercury Vapor, which has an average CRI of 33, High Pressure Sodium, averages CRI 22 and Metal Halide,

averages CRI 68. At night-time, low CRI can impact visual acuity and strain the eye. Studies find that the visibility of a pedestrian in a crosswalk is actually compromised by HPS.

LED lighting has better vertical illuminance when compared to HPS lighting. Vertical illuminance is essential for viewing vertical objects. The side of a pedestrian seen by an observer is essentially a vertical plane at a right angle to the observer's point of view. Scene illuminance and especially vertical illuminance significantly influence the quality of a CCTV or TV camera capture. Images obtained by security cameras are clearer and of better quality when LED lighting is used. Not only can LED luminaires such as the Clearlight improve night-time visibility, a pleasing light can promote business and inspire community growth.



Luminaire Efficacy

There has been a great deal of discussion about fixture efficacy vs. luminaire efficacy and how to properly measure this when it comes to LED lighting. Part of this is a carry over from CFL discussions and the knowledge that for most light sources there is a difference between the rated luminous flux of the lamp and actual performance in a luminaire. A manufacturer's individual performance claims for the LED lamp and driver may seem of little value if the luminaire is evaluated as a complete system. The LED Clearlight is unique as the Clearlight is both bulb and fixture: encompassing optics, light source, and driver in one when wired into the fixture. The Clearlight is the luminaire. The NEMA Type 5 dusk-till-dawn fixture is merely the electrical conduit and support for the Clearlight. It does not impact direction, optics, or intensity.

Power Factor

Power factor is defined as the ratio of the real power flowing to the load to the apparent power. In an electric power system, a load with low power factor draws more current than a load with a high power factor for the same amount of useful power transferred. A low power factor is not only inefficient, it can be expensive. It can reduce an electrical system's distribution capacity by increasing current flow and cause voltage drops. Some utilities impose low power factor penalties.

The Clearlight has a high power factor of $> .9$, very close to unity. Typically, a HPS lamp has approximately a 0.5 power factor. What is worse, because HPS lamps have a warm up time they might start out with an even lower power factor of .25 and gradually increase to the .49 over a period of 15 to 20 minutes. This is significant because at a power factor of .25 the lamp is pulling over 4x the amount of power it should. For example, a 100 watt HPS would actually be pulling over 400W at first and slowly decrease as it warms up. This increases the demand on the grid. If you have a large number of HID lights coming on at the same time, say at dusk, there is a significant spike in energy consumption. LED lamps have no warm up time. Spikes are eliminated and the true and apparent power are almost equal.