

**Demande du Distributeur relative à l'établissement des
tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009
(R-3644-2007)**

**RAPPORT DU GRAME
LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE**

**RAPPORT SUR LA TARIFICATION DYNAMIQUE
ASSOCIÉE À LA TECHNOLOGIE DES COMPTEURS AVANCÉS**

Préparé par
Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats enrg.

Déposé à la
RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 30 octobre 2007

Document C-7-4

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	5
INTRODUCTION.....	9
SUIVI DES DÉCISIONS	11
Suivi de la décision D-2006-34 (Dossier R-3579-2005).....	11
Suivi de la décision D-2007-12 (Dossier R-3610-2006).....	13
CONCLUSIONS PRÉCÉDENTES DU GRAME.....	17
Dossier R-3579-2005	17
Dossier R-3610-2006	18
VIGIE.....	21
Le Cas de l'Ontario	21
Les compteurs	21
Effacement, chauffage ou climatisation	28
Exemples de projets pilotes.....	33
TARIFICATION DYNAMIQUE.....	36
PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR	43
Les tarifs.....	43
Tarif DH	43
Tarif DT.....	44
Intrants à la définition d'une nouvelle option tarifaire	46
Signal des coûts marginaux de fourniture de long terme	46
Neutralité tarifaire	48
Avantages de la gestion de la demande.....	49
Les bénéfices relatifs aux compteurs intelligents.....	49
Étude des scénarios	52
Ouverture du tarif DT.....	52
Nouvelle option tarifaire TPC.....	52
<i>Calibrage d'un nouveau tarif</i>	52
<i>Puissance</i>	54
Options proposées	55
Tarif DA	55
Tarif DB	57
Position du GRAME sur la proposition de tarifs expérimentaux.....	58
La zone de confort.....	62
Exemple de programme	62
Projet pilot proposé par le Distributeur	64
Groupe de travail : suivi de la décision D2007-12.....	64
Type de compteurs	64
La gestion du chauffage électrique.....	64
Le coût des compteurs.....	67
Paramètres du projet pilote.....	68
Le recrutement.....	69
Coût du projet pilote.....	69
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	70

RÉSUMÉ

Considérant que le Distributeur a, notamment, comme préoccupation le phénomène de réduction de consommation de chauffe en période de pointe suivi du phénomène de reprise de la charge, le GRAME réitère l'importance de conclure sur la variable chauffage dont il a été question de nombreuses fois aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2007.

Le GRAME est en faveur de l'utilisation d'une technologie ayant comme objectif notamment d'établir une tarification reflétant, notamment, les coûts marginaux de long terme.

Concernant l'analyse des coûts engendrés par la technologie des compteurs avancés, le GRAME souligne que la lecture des informations fournies par le Distributeur dans le cadre de sa vigie sur le cas de l'Ontario doit être faite avec énormément de prudence afin de ne pas tirer de conclusions erronées pouvant porter préjudice aux décisions qui seront prises et aux choix qui seront faits en matière de technologies de mesurage comme celles des compteurs avancés.

C'est pourquoi le GRAME a fortement insisté aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006 sur la création d'un comité composé d'experts dans le domaine pouvant être en mesure d'éclairer la Régie de manière impartiale sur ces sujets très techniques. Le GRAME maintient cette position.

Effacement, chauffage ou climatisation

Le GRAME s'est demandé si l'observation de l'effacement au Québec et en Ontario pouvait être différent puisque le chauffage des locaux est la variable qui différencie ces deux marchés.

L'intérêt de comparer les deux marchés est important. Le projet pilote proposé par le Distributeur est une opportunité pour conclure sur l'impact de la chauffe des locaux sur la nature de l'effacement et de la réduction de la consommation pouvant être envisagée à grande échelle. Il faut donc arriver à comprendre la valeur de l'effacement dans un contexte québécois de la chauffe des locaux, donc à proposer un projet pilote qui permette ce mesurage et cette comparaison.

REFORMULER CETTE LE PARAGRAPH EN JAUNE

Concernant le projet pilote de BC Hydro, il faut noter qu'une réduction réelle de la consommation de l'ordre de 7,6 % durant la période de pointe en hiver a été observé alors que la réduction de consommation en énergie durant les heures de pointe, soit la réduction incluant la conservation de l'électricité (réduction) et le transfert d'usage à des périodes en dehors des pointes a été plus importante, soit de l'ordre de 11,5 % à 15,9 %.

Ces résultats sont très prometteurs pour le Québec. Il faudra suivre très attentivement les paramètres de ce projet et la structure du marché de la clientèle de BC Hydro, notamment le pourcentage de la clientèle se chauffant à l'électricité.

Tarifification dynamique

Le Distributeur souligne l'importance dans l'élaboration d'une tarification dynamique d'avoir un bon signal de prix, ce que le GRAME souscrit entièrement.

Le GRAME est en faveur d'une révision générale des tarifs permettant de refléter un juste signal de prix, notamment afin de refléter les variations de prix en fonction des saisons et des heures de la journée.

Signal des coûts marginaux de fourniture de long terme

Le GRAME soutient que l'écart retenu de 1,5 ¢/kWh pointe / hors pointe est un écart et non le reflet d'une structure marginale des coûts. Nous tenons à faire remarquer qu'il serait approprié de se baser sur une mesure de l'élasticité du prix de la demande en énergie, tout en ayant comme principe une relative neutralité tarifaire.

Notons également que le Distributeur choisi comme signal de prix le « ...*coût évité pour le prix de la puissance est maintenu à 10 \$/kW-an* »(RÉFÉRENCE ?). Ce qui semble raisonnable puisqu'il représente non pas un écart entre deux valeurs, mais le prix de la puissance en hiver aux heures critiques, se rapprochant donc plus d'une tarification en temps réel.

Groupe de travail : suivi de la décision D2007-12

Le GRAME tient à souligner la qualité de l'information présentée lors de cette journée sur la tarification et la qualité des professionnels qui l'ont présentés. Le GRAME est très satisfait d'avoir pu discuter ouvertement de ses préoccupations lors de cette journée.

Cependant, le GRAME aurait cependant souhaité un débat plus poussé avec la présence d'invités « expert indépendant » reconnus dans les domaines « *de l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs.* »

En effet, d'une part le temps requis pour la séance de travail était trop court pour pouvoir aborder en profondeur tous les sujets à discuter et d'autre part la présence d'experts reconnus aurait permis des discussions plus élaborées sur la tarifications différenciés et le mesurage intelligent.

Le GRAME souhaiterait également, tel qu'il la mentionné au Distributeur lors de cette rencontre et des discussions qui l'ont suivies, que certaines considérations relatives à la gestion de la demande et à la quantification des avantages et des bénéfices autres soient pris en compte lors de la mise en place du projet pilote.

Paramètres du projet pilote

Le GRAME est très satisfait que, « *Puisque la demande en électricité des ménages est liée à la température* », le Distributeur souhaite évaluer (1) les déplacements de charges en fonction des zones climatiques et (2) « *vérifier si l'offre d'un accompagnement en efficacité énergétique peut*

améliorer l'effet d'une tarification dynamique ». La recherche de cette information répond à une préoccupation directe du GRAME.

Le GRAME souhaiterait que le Distributeur évalue la réduction totale de consommation résultant spécifiquement de la variable chauffage des locaux.

En terme d'effacement, nous souhaitons que le Distributeur mesure lors du projet pilote, l'effacement correspondant à une réduction de 1° C à 2° C degrés de la température ambiante des locaux.

Mais des questions restent en suspens : comment se détermine une zone de confort et qu'elle est la réduction de la facture envisageable suite à une baisse de la température en période de pointe et existe-t-il une récupération de charge consécutive, soit en période hors pointe, et si oui de quel ordre de grandeur. Ces questions devront être répondues par le projet pilote.

Nous suggérons donc fortement au Distributeur d'offrir systématiquement des mesures complémentaires de gestion de la demande pour la chauffe des locaux à sa clientèle.

Le GRAME propose aussi d'expérimenter un écart de 2 ¢/kWh sur une base annuelle tout en calibrant le tarif pour conserver sa neutralité.

Pour simplifier les données, le GRAME propose cet écart sur l'option DB qui comporte un écart nivelé de la prime de puissance. Il pourrait donc y avoir un tarif DC, semblable au tarif DB mais comportant un écart de 2 ¢/kWh au lieu de 1,5 ¢/kWh.

L'objectif est de mesurer l'élasticité du prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec.

INTRODUCTION

Le 3 août 2007, Hydro-Québec Distribution déposait à la Régie une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009, débutant le 1^{er} avril 2008, dossier incluant la demande d'approbation du budget 2008 de son PGEÉ ;

Le 14 août 2007, dans sa décision procédurale D-2007-96, la Régie donnait instruction aux parties de faire parvenir leur demande de statut d'intervenant et leur budget prévisionnel au plus tard le 30 août 2007, à 12h. C'est à ce titre que le GRAME introduit la présente demande de statut d'intervenant ;

Considérant la demande de statut d'intervenant du GRAME concernant la demande du distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009 déposée en date du 30 août 2007 ;

Considérant que le GRAME souhaitait notamment évaluer la stratégie de mise en œuvre d'une tarification différenciée dans le temps ainsi que d'un déplacement potentiel saisonnier du seuil entre les deux premiers paliers des tarifs domestiques ;

Considérant que le GRAME souhaitait notamment évaluer le projet pilote de tarification différenciée dans le temps proposé, lequel est intimement lié à la technologie des compteurs avancés ;

Pour ces raisons, le GRAME a retenu les services de Mme Nicole Moreau pour présenter les réflexions du GRAME sur ces sujets.

SUIVI DES DÉCISIONS

Suivi de la décision D-2006-34 (Dossier R-3579-2005)

Considérant la vigie sur les compteurs avancés réalisés par le Distributeur dans le cadre des préoccupations de la Régie exprimées à la Décision D-2005-34 ;

Considérant que selon le Distributeur l'implantation de compteurs avancés vise à « *réduire les coûts des SALC ou d'assurer la qualité du service* »¹, ce que le GRAME a soutenu activement comme conclusions aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006 ;

Considérant que « *Les compteurs avancés peuvent également permettre de gérer la demande d'électricité par le biais d'une tarification dynamique* »², ce que le GRAME soutient également comme étant l'un des objectifs de l'implantation de compteurs avancés ;

Le GRAME soutient que le Distributeur devrait évaluer comment dans un contexte québécois, l'expérimentation d'une tarification dynamique associée à une nouvelle technologie, les compteurs avancés, permettront de rencontrer ces deux objectifs, soit (1) de « *réduire les coûts des SALC ou d'assurer la qualité du service* » et (2) de *permettre de gérer la demande d'électricité par le biais d'une tarification dynamique* »³ ;

Considérant que le Distributeur a, notamment, comme préoccupation le phénomène de réduction de consommation de chauffe en période de pointe suivi du phénomène de reprise de la charge ;

Le GRAME considère primordial pour le Distributeur de conclure sur cette préoccupation importante ;

Le GRAME s'attend à ce que le Distributeur prévoit des modalités précises au projet pilot proposé au dossier R-3644-2007, modalités lui permettant de récolter les données nécessaires pour conclure sur cette préoccupation ;

Considérant que le GRAME a proposé au dossier R-3579-2005 que le Distributeur réalise des « *analyses coûts bénéfiques sur la technologie des compteurs avancés ainsi que sur les différentes formes de tarification qui pourraient y être associées* » et que soit mis sur pied un « *...projet pilote pour évaluer les avantages d'une telle technologie* »⁴.

Considérant qu'un projet pilote est proposé au dossier R-3644-2007 ;

Considérant qu'un tel projet pilote doit permettre de mesurer les avantages d'une tarification dynamique associée à la technologie des compteurs avancés ;

¹ Décision D-2006-34, page 88

² Décision D-2006-34, page 88

³ Décision D-2006-34, page 88

⁴ Décision D-2006-34, page 88

Le GRAME réitère son intention de demander au Distributeur d'effectuer toutes les analyses pertinentes en termes de coûts et bénéfiques des différentes formes de tarification associées à la technologie des compteurs avancés ;

Considérant un contexte québécois différent de celui de l'Ontario, notamment par la composante chauffage des locaux à l'électricité (Québec) et climatisation (Ontario) ;

Le GRAME réitère l'importance de conclure sur la variable chauffage dont il a été question de nombreuse fois aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2007.

8. SUIVIS

8.1 VIGIE SUR LES COMPTEURS AVANCÉS

En réponse aux préoccupations de la Régie exprimées dans la décision D-2005-3448, le Distributeur présente un rapport de vigie des principales expériences étrangères spécifiques aux compteurs avancés. Il présente également une réflexion sur la tarification dynamique et son impact sur la consommation d'électricité.

*Il ressort de ce rapport que les implantations massives de compteurs avancés par les distributeurs ont principalement comme **objectif de réduire les coûts des SALC ou d'assurer la qualité du service**. Les compteurs avancés peuvent également permettre de gérer la demande d'électricité par le biais d'une tarification dynamique. À cet égard, le rapport mentionne la nouvelle politique énergétique américaine qui propose que les États exigent des distributeurs d'électricité qu'ils offrent une option de tarification dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs qui en font la demande.*

Le Distributeur se questionne sur les possibilités de réduire significativement une charge de chauffage, surtout lorsque les périodes de pointe peuvent s'étendre sur plusieurs heures, voire plusieurs journées. De plus, il est préoccupé par le phénomène de reprise de la charge qui suivrait inévitablement une période prolongée de réduction de la charge de chauffage.

(...)

*Le **GRAME** et **SÉ/AQLPA** se sont regroupés pour traiter du sujet. Ces intervenants souhaitent que le Distributeur entame dès maintenant la réalisation d'analyses coûts bénéfiques sur la technologie des compteurs avancés ainsi que sur les différentes formes de tarification qui pourraient y être associées. Ils demandent aussi la création d'un groupe de travail et d'un projet pilote pour évaluer les avantages d'une telle technologie.*

La Régie juge satisfaisante la vigie présentée par le Distributeur. Sa revue est étoffée et basée sur une recherche des expériences pertinentes à la vigie souhaitée.

Référence : Décision D-2006-34, page 88

La Régie lui demande de poursuivre sa vigie sur les compteurs intelligents et d'en rendre compte annuellement lors des prochains dossiers tarifaires. La Régie est particulièrement intéressée par les résultats de l'expérience ontarienne et par l'impact de la politique américaine en ce qui a trait à l'obligation pour les distributeurs d'offrir des options de tarification dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs qui en font la demande.

Par ailleurs, la Régie juge qu'il serait prématuré de mettre en place dès maintenant un comité technique ou un projet pilote tel que demandé par le GRAME et SÉ/AQLPA.

Référence : Décision D-2006-34, page 89

Suivi de la décision D-2007-12 (Dossier R-3610-2006)

Considérant qu'effectivement les profils de consommation saisonnière sont différents en Ontario du Québec ;

Considérant que ces profils sont inversés puisque le Québec se chauffe (hiver) à l'électricité et que l'Ontario se climatise à l'électricité (été) ;

Considérant que ces deux variables sont de nature saisonnière ;

Le GRAME est du même avis que la Régie quant à l'applicabilité d'une tarification saisonnière contexte du Québec ;

6.2 RÉVISION DES STRUCTURES TARIFAIRES AFIN DE REFLÉTER LES

COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME

Tarification saisonnière au tarif D

Concernant la tarification saisonnière, le Distributeur affirme que l'utilisation de seuils saisonniers identiques à ceux appliqués en Ontario n'est pas adaptée au contexte québécois.

La Régie constate que la tarification saisonnière pourrait reposer sur des bases très différentes dans les deux provinces étant donné que les profils de consommation sont différents. Cela ne signifie pas, toutefois, que la tarification saisonnière ne pourrait pas être applicable au contexte québécois.

En conséquence, la Régie demande que l'analyse soit refaite en s'appuyant notamment sur des études de coûts marginaux de long terme.

Référence : Décision D-2007-12, (Dossier R-3610-2006), Page 82

Considérant le lien établi par la Régie entre la révision des structures tarifaires, les coûts marginaux de long terme et la technologie associée aux compteurs avancés ;

Le GRAME est en faveur de l'utilisation d'une technologie ayant comme objectif notamment d'établir une tarification reflétant, notamment, les coûts marginaux de long terme.

Compteurs avancés et tarification dynamique

La Régie prend acte du rapport du Distributeur sur les compteurs avancés. Elle considère qu'à partir du prochain dossier tarifaire, cette vigie devra alimenter sa réflexion sur la révision des structures tarifaires afin de refléter les coûts marginaux de long terme et faire partie du rapport à être déposé.

Référence : Décision D-2007-12, (Dossier R-3610-2006), Page 83

Considérant que la Régie « juge que le Distributeur n'a pas répondu à l'ensemble des demandes de la dernière décision. » ;

Le GRAME est satisfait que le Distributeur propose des options de tarification dynamique au présent dossier, tel que la Régie lui a demandé ;

Considérant que la Régie s'est montrée par ailleurs intéressée par la tarification dynamique associée à la lecture par radiofréquence ;

Le GRAME considère que d'autres types de technologie, que celle de la lecture par radiofréquence, peuvent aussi être explorées dans le cadre du projet pilote ;

De plus, le Distributeur affirme qu'il teste la technologie de lecture par radiofréquence afin de valider sa faisabilité technique. Il songe présentement à un déploiement par phase.

La Régie juge que le Distributeur n'a pas répondu à l'ensemble des demandes de la dernière décision. Elle constate que la vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts marginaux de long terme est trop sommaire, particulièrement pour les tarifs G, M et L. Elle considère qu'une analyse plus en profondeur est requise à la lumière du nouveau contexte de l'approvisionnement postpatrimonial.

La Régie réitère ses demandes de la décision D-2006-34. De plus, elle demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une proposition de réforme pour les tarifs domestiques, qui explore les options de tarification saisonnière et différenciée dans le temps.

La Régie est intéressée par la tarification dynamique qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence. Elle invite le Distributeur à tenir compte, dans la conception de ce projet, de la proposition de tarification dynamique annoncée pour le prochain dossier tarifaire.

Ces propositions de réforme tarifaire devront tenir compte de l'importance des coûts marginaux de long terme, des orientations de la présente décision et de la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du

gouvernement. Ces propositions devront être présentées en séance de travail en temps opportun, de telle sorte que le Distributeur soit en mesure de déposer un compte-rendu lors du prochain dossier tarifaire.

Référence : Décision D-2007-12, (Dossier R-3610-2006), Page 84

Considérant que selon les termes de la Régie, les propositions « ... de réforme tarifaire devront tenir compte de l'importance des coûts marginaux de long terme, des orientations de la présente décision et de la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du gouvernement. »

Le GRAME est donc satisfait que le Distributeur ait présenté dès 2008 un projet pilote visant à explorer la tarification dynamique associée à une technologie de mesurage ;

Le GRAME souhaite donc analyser les propositions déposées par le Distributeur à cet égard ;

Nous vous soumettons tout d'abord les conclusions recherchées du GRAME aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006 sur les compteurs avancés.

CONCLUSIONS PRÉCÉDENTES DU GRAME

Dossier R-3579-2005

Au dossier R-3579-2005, le GRAME avait procédé à des analyses de potentiel de réduction de la consommation résidentielle clientèle domestique avec un scénario d'économie de 4 % (réduction totale de la consommation). Ce potentiel représentait 2,35 TWh pour une économie potentielle de 258,89 M \$ pour les consommateurs et de 85,75 \$ M pour le Distributeur.⁵

Le GRAME concluait qu'une gestion appropriée de la demande (compteurs avancés et tarification dynamique) devrait favoriser une réduction des coûts en approvisionnements post patrimoniaux.

De ces économies, nous devons cependant retrancher les frais opérationnels, ceux reliés à l'installation des compteurs et à leur coût en capital.

En 2005, la Commission de l'énergie de l'Ontario estimait entre 1 \$ et 4 \$ par mois l'ajustement tarifaire nécessaire pour récupérer ces coûts, donc annuellement entre 12 \$ et 48\$.

“According to projections, the capital cost of installing smart metering for all customers in Ontario is estimated at \$1 billion. These costs will be recovered through the rate base. In 2004, the Ontario Energy Board (OEB) estimated that the cost for residential customers may be between \$1 and \$4 per month per customer including all capital costs and net operating costs. Recent technology developments may lower these costs even further »⁶

Le GRAME avait aussi abordé la question de la comptabilisation, en tonne équivalente de carbone (ci-après, « TEC »), des réductions qui pourraient être réalisées via la technologie des compteurs avancés et la tarification dynamique.

Pour faire bref, le GRAME avait proposé qu'une analyse de cas spécifique au Québec soit menée par le Distributeur afin d'incorporer les items suivants : les économies résultants de la relève à partir de compteurs ; le coût de remplacement des compteurs ;⁷ la diminution des pertes énergétiques, les économies résultants de la gestion des fraudes, les économies résultants du déplacement de la demande et de l'effacement de pointe et notamment l'amélioration technologique de la gestion des comptes clients et du service à la clientèle.

Le GRAME avait donc recommandé de (1) *procéder à l'analyse sérieuse des avantages coûts/bénéfices de ce projet pour la province de Québec et ses citoyens*, d'(2) *établir un groupe de travail indépendant dès janvier 2006 qui serait chargé de faire le tour de la question de l'implantation de compteurs avancés auprès de la clientèle résidentielle, institutionnelle et commerciale et dont le mandat serait de préparer un rapport d'analyse coûts / bénéfices* et de (3) *« des l'an 2007, nous suggérons la mise en place d'un projet pilote faisant suite aux*

⁵ Référence : R-3579-2005 : GRAME 2, Document 1, Page 17 sur 70

⁷ (HQD-14, Document 5, Réponses à la demande de renseignements no. 1 du GRAME) Remplacements prévus en 2006; Résidentiels: 14 400 compteurs o CII: 10 200 compteurs, En 2005, environ 70 000 compteurs résidentiels électroniques seront installés. Ces compteurs ne permettent pas la tarification différenciée dans le temps.

recommandations du groupe de travail . Le projet pilote pourrait être établi en partenariat avec une ville afin de tester la mise en place de compteurs avancés multifonctionnels (Gaz, eau et électricité). »⁸

Dossier R-3610-2006

Au dossier R-3610-2006, le GRAME avait souligné l'importance pour le Distributeur de répondre au souhait formulé par le Gouvernement du Québec, soit celui de « *d'implanter progressivement au Québec une tarification différenciée dans le temps* ». ⁹

"Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro- Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs."

Référence : Gouvernement du Québec, L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 57

Le GRAME avait alors proposé que « *soit mis en place un groupe de travail qui analyserait le potentiel d'une tarification différenciée. Ce groupe de travail devrait être composé, notamment, de représentants du présent dossier ainsi que de consultants ayant une expérience pertinente en la matière ou ayant déjà travaillé au Canada et notamment au Québec à l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs.* » ¹⁰

Le GRAME s'est montré satisfait qu'une séance de travail fût offerte par le Distributeur concernant ces sujets. Le GRAME aurait cependant souhaité un débat plus poussé avec la présence d'invités « expert indépendant » reconnus dans le domaine.

Le temps requis pour cette séance était insuffisant pour l'importance et la quantité de sujets traités. Deux séances auraient été nécessaires.

Le GRAME avait d'autre part au dossier R-3610-2006 réitéré sa demande du dossier R-3579-2005, soit celle de « *voir à la mise sur pied d'un projet pilote au Québec, intégrant le mesurage intelligent associé à la relève automatisée de compteurs.* » ¹¹

⁸ R-3579-2005 : GRAME 2, Document 1, Page 44 sur 70

⁹ Preuve du GRAME, R-3610-2006, C-8- 6 GRAME, page 22

¹⁰ Preuve du GRAME, R-3610-2006, C-8- 6 GRAME, page 24

¹¹ Preuve du GRAME, R-3610-2006, C-8- 6 GRAME, page 25

Le GRAME est donc à priori satisfait qu'un projet pilote soit proposé au présent dossier par le Distributeur.

VIGIE

Le Cas de l'Ontario

Dans le cadre de son plan d'affaires 2007-2010, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) s'est engagée à revoir en profondeur la tarification de la distribution d'électricité en Ontario étant donné les nombreux changements et développements observés dans le secteur de l'électricité depuis les dernières années (notamment, la restructuration du marché de l'électricité, de nouveaux développements au niveau du mesurage, une hausse de la production décentralisée et de nombreuses initiatives en conservation et en gestion de la demande).

Comme première étape, la Commission a déposé un document de consultation sur les principes et l'élaboration des tarifs le 30 mars 2007. Suite à la consultation des divers intervenants, elle entend publier en 2008 un encadrement sur la tarification de la distribution d'électricité pour les distributeurs en Ontario.

Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 13

*Il est prévu que cette structure de prix pour la fourniture soit appliquée jusqu'à ce que la CÉO décrète obligatoire l'application d'une tarification différenciée dans le temps associée aux compteurs avancés. **Bien que la plupart des consommateurs n'auront pas de compteur avancé avant 2008, voire 2010, la grille tarifaire réglementée prévoit également des prix selon l'heure de la consommation pour les quelques services publics qui possèdent des systèmes ainsi que des compteurs calculant la consommation d'électricité d'heure en heure et qui ont mis en oeuvre un mode de tarification horaire.***

Le prix de la fourniture peut changer tous les six mois en fonction de l'actualisation des prévisions de la CÉO et de toute différence entre le prix de l'électricité payé par les consommateurs et le montant payé aux producteurs.

Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 15

Les compteurs

Le GRAME a tenu à réviser les informations fournies par le Distributeur dans le cas de l'Ontario. En effet, l'Ontario est un exemple de déploiement à grande échelle de compteurs intelligents associé à une tarification différenciée dans le temps.

Selon le Distributeur, les coûts envisagés et fournis par les distributeurs varient entre 110 \$ et 560 \$ l'unité pour les compteurs (*coût en capital, achat et installation*).

Selon les données fournies par les 25 distributeurs nommés et actifs, les compteurs envisagés coûteraient entre 110 \$ et 560 \$ l'unité (coût en capital, achat et installation) et les frais annuels d'exploitation augmenteraient de 5 \$ à 42 \$ par compteur.

Référence : HQD-12, doc. 2, page 21

Le GRAME s'est demandé comment ces coûts peuvent varier de façon aussi importante et a demandé (Réponses aux demande de renseignement du GRAME : HQD-15, doc. 7, page 59, R1.1) au Distributeur d'apporter des informations supplémentaires au dossier, soit :

Selon les informations disponibles, tout indique que les compteurs s'adressent essentiellement aux clients résidentiels et aux petits clients du général (moins de 50 kW).

La preuve des distributeurs ontariens reposent sur des installations réalisées et planifiées pour 2007. Les données de Hydro One, par exemple, reposent sur 240 000 compteurs ; dans ce cas, la Commission de l'énergie de l'Ontario a reconnu un coût de 479 \$/compteur (voir la décision au lien suivant).

Le Distributeur ne sait pas s'il y a, parmi ces 240 000 compteurs, des installations qui concernent des clients du général de moins de 50 kW, toutefois, chez Hydro One, ces clients ne sont pas mesurés en puissance et leurs compteurs sont probablement similaires, voire identiques, aux compteurs destinés aux clients résidentiels.¹²

Référence : http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2007-0063/dec_reasons_20070808.pdf

Nous avons relu attentivement le document cité en référence et nous avons trouvé des réponses plus précises : parmi les 25 distributeurs nommés et actifs, un seul a présenté des coûts supérieurs à 189,96 \$ l'unité (coût en capital, achat et installation), soit Hydro One Networks avec un coût estimatif de 479.47 \$.

Un autre élément : les coûts présentés, ne sont pas reconnus, mais représentent dans le cas de Hydro One Networks un estimé au 31 mai 2007 pour les 240 000 compteurs qui seront installés d'ici le 31 décembre 2007. Donc, ces coûts ne sont pas réels, ils sont basés sur une extrapolation des coûts encourus pour ceux qui étaient installés au 31 mai 2007. Dans le cas de Hydro One, il semble avoir une évidence que la Commission s'attend à ce que les coûts annoncés soient substantiellement inférieurs à ceux estimés.

Le GRAME ajoute que la lecture des informations fournies par le Distributeur doit être faite avec énormément de prudence afin de ne pas tirer de conclusions erronées pouvant porter préjudice aux décisions qui seront prises et aux choix qui seront fait en matière de technologies de mesurage comme celle des compteurs avancés.

¹² HQD-15, doc. 7, page 59

C'est pourquoi le GRAME a fortement insisté aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006 sur la création d'un comité composé d'experts dans le domaine pouvant être en mesure d'éclairer la Régie de manière impartiale sur ces sujets très techniques.

La Commission de l'Ontario se prononce sur cet écart de coûts de la part de ce distributeur en disant ceci :

*Other factors can materially impact per unit installation costs such as the number of meters installed to date and the degree of upfront costs. Hydro One's costs, for example, are high compared to others. Hydro One testified that this reflects the rural nature of their territory, high upfront costs and the fact that Hydro One has installed relatively few meters. This means that the installation cost in the first phase of this initiative is relatively high. **The Board agrees that there is reason to believe that once the Hydro One program is completed the average cost per installation will be substantially lower.***

(...)

*SEC suggests that the costs should be deferred and Hydro One should be required to **come back to the Board in its 2008 rate application with further and better evidence.***

Référence : Commission de l'Énergie de l'Ontario, EB-2007-0063, pages 12 et 13¹³

Quant aux «... frais annuels d'exploitation... » qui « ...augmenteraient de 5 \$ à 42 \$ par compteur »¹⁴, nous n'avons pas retrouvé la référence du Distributeur et nous sommes perplexes.

En effet, selon suite à la consultation du document suivant "Estimated Total Bill Impacts June 29, 2007, May 1, 2007 Regulated Price Plan and Distribution Rate Changes", nous avons observé une réduction généralisée de la facture chez l'ensemble des Distributeurs. Cette réduction est située majoritairement entre 5 % et 5,8 % de la facture. Un seul distributeur voyait un impact négatif de la facture de sa clientèle entre le 1 mai 2006 et le 29 juin 2007.¹⁵

Il est certain que l'ensemble des coûts, de même que des impacts de la modification des tarifs n'est pas comptabilisé à ce jour, puisque tous les compteurs ne sont pas effectifs et la tarification correspondante non plus. On peut constater cependant une augmentation des frais relatifs à la distribution et une baisse des coûts en électricité. Dans l'un des cas ci-dessous, on constate une augmentation de 0,68 \$ par mois (0,34 + 0,34) des frais de distribution pour la clientèle de Atikokan Hydro Inc. mais une réduction de 4,9 % de la facture résultant d'une réduction des frais d'électricité. Les données ne précisent pas les causes de la réduction des frais en électricité ni les causes de l'augmentation des frais de distribution.

¹³ <http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2007-0063/>

¹⁴ HQD-12, doc. 2, page 21

¹⁵ Estimated Total Bill Impacts June 29, 2007, May 1, 2007 Regulated Price Plan and Distribution Rate Changes

	Electricity	Delivery	Regulatory	Debt Retirement Charge	Sub-Total	GST	Total Estimated Residential Bill
Atikokan Hydro Inc.							
May 1, 2006	\$ 67.07	\$ 45.32	\$ 6.96	\$ 7.00	\$ 126.35	\$ 8.84	\$ 135.20
Current	\$ 60.23	\$ 45.32	\$ 6.96	\$ 7.00	\$ 119.51	\$ 7.17	\$ 126.68
May 1, 2007	\$ 61.67	\$ 45.66	\$ 6.96	\$ 7.00	\$ 121.28	\$ 7.28	\$ 128.56
\$ Change - May 1/07 to Current	\$ 1.44	\$ 0.34	\$ -	\$ -	\$ 1.78	\$ 0.11	\$ 1.88
% Change - May 1/07 to Current	2.4%	0.8%	0.0%	0.0%	1.5%	1.5%	1.5%
\$ Change - May 1/07 to May 1/06	\$ (5.41)	\$ 0.34	\$ -	\$ -	\$ (5.07)	\$ (1.57)	\$ (6.64)
% Change - May 1/07 to May 1/06	(8.1)%	0.8%	0.0%	0.0%	(4.0)%	(17.7)%	(4.9)%

Brantford Power Inc.							
May 1, 2006	\$ 64.08	\$ 43.55	\$ 6.68	\$ 7.00	\$ 121.31	\$ 8.49	\$ 129.80
Current	\$ 57.37	\$ 43.55	\$ 6.68	\$ 7.00	\$ 114.60	\$ 6.88	\$ 121.48
May 1, 2007	\$ 58.89	\$ 42.95	\$ 6.68	\$ 7.00	\$ 115.53	\$ 6.93	\$ 122.46
\$ Change - May 1/07 to Current	\$ 1.53	\$ (0.60)	\$ -	\$ -	\$ 0.93	\$ 0.06	\$ 0.98
% Change - May 1/07 to Current	2.7%	(1.4)%	0.0%	0.0%	0.8%	0.8%	0.8%
\$ Change - May 1/07 to May 1/06	\$ (5.19)	\$ (0.60)	\$ -	\$ -	\$ (5.79)	\$ (1.56)	\$ (7.35)
% Change - May 1/07 to May 1/06	(8.1)%	(1.4)%	0.0%	0.0%	(4.8)%	(18.4)%	(5.7)%

Burlington Hydro Inc.							
May 1, 2006	\$ 64.47	\$ 40.84	\$ 6.72	\$ 7.00	\$ 119.03	\$ 8.33	\$ 127.36
Current	\$ 57.75	\$ 40.84	\$ 6.72	\$ 7.00	\$ 112.30	\$ 6.74	\$ 119.04
May 1, 2007	\$ 59.26	\$ 40.64	\$ 6.72	\$ 7.00	\$ 113.61	\$ 6.82	\$ 120.43
\$ Change - May 1/07 to Current	\$ 1.51	\$ (0.20)	\$ -	\$ -	\$ 1.31	\$ 0.08	\$ 1.39
% Change - May 1/07 to Current	2.6%	(0.5)%	0.0%	0.0%	1.2%	1.2%	1.2%
\$ Change - May 1/07 to May 1/06	\$ (5.21)	\$ (0.20)	\$ -	\$ -	\$ (5.41)	\$ (1.52)	\$ (6.93)
% Change - May 1/07 to May 1/06	(8.1)%	(0.5)%	0.0%	0.0%	(4.5)%	(18.2)%	(5.4)%

Cambridge and North Dumfries Hydro Inc.							
May 1, 2006	\$ 64.41	\$ 34.25	\$ 6.71	\$ 7.00	\$ 112.37	\$ 7.87	\$ 120.24
Current	\$ 57.68	\$ 34.25	\$ 6.71	\$ 7.00	\$ 105.65	\$ 6.34	\$ 111.98
May 1, 2007	\$ 59.20	\$ 34.43	\$ 6.71	\$ 7.00	\$ 107.34	\$ 6.44	\$ 113.78
\$ Change - May 1/07 to Current	\$ 1.52	\$ 0.18	\$ -	\$ -	\$ 1.70	\$ 0.10	\$ 1.80
% Change - May 1/07 to Current	2.6%	0.5%	0.0%	0.0%	1.6%	1.6%	1.6%
\$ Change - May 1/07 to May 1/06	\$ (5.21)	\$ 0.18	\$ -	\$ -	\$ (5.03)	\$ (1.43)	\$ (6.45)
% Change - May 1/07 to May 1/06	(8.1)%	0.5%	0.0%	0.0%	(4.5)%	(18.1)%	(5.4)%

Référence : Estimated Total Bill Impacts, June 29, 2007, May 1, 2007 Regulated Price Plan and Distribution Rate Changes

En consultant individuellement un plus grand nombre d'exemples¹⁶ de coûts des distributeurs reconnues par la Commission de l'énergie de l'Ontario, nous avons noté qu'un nombre important de distributeurs se contentent du 0,30 \$ par mois par compteur pour l'instant. En effet, les frais doivent être détaillés et supportés par une documentation précise avant d'être approuvés par la Commission.

¹⁶ http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/consumers/understanding/2007edr_decisions.htm

Nous n'avons pas été en mesure d'évaluer l'ensemble des coûts qui seront considérés à titre de capital et ceux qui seront directement chargés au client. Une telle étude de la situation serait pertinente et pourrait être confiée à un groupe de travail le cas échéant. Nous invitons cependant la Régie à prendre connaissance des documents que le GRAME a mis à sa disposition à cet égard et des documents cités en référence. La complexité et les détails fournis par les Distributeurs reconnus sont aptes à éclairer la Régie sur la nature complexe de ce dossier sur la tarification dynamique et les compteurs avancés. Complexité nécessitant l'apport de compétences externes reconnues et impartiales. D'où l'intérêt de la création d'un groupe de travail sur le sujet, lequel serait composé d'experts invités dans ce domaine.

Ci-dessous, on retrouve un autre exemple portant sur Cambridge and North Dumfries Hydro Inc. Cambridge and North Dumfries Hydro Inc. réclament 0,53 \$ par mois par compteur. Ce qui représente des frais annuels de 6,36 \$ chargés par client.

Exemple : Cambridge and North Dumfries Hydro Inc. ¹⁷

Smart Metering Rate Adder Applied For

4.1 2007 Smart Metering Rate Adder

This application is completed on the basis consistent with the "Report of the Board on 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors – Addendum for Smart Metering Rates" dated January 29, 2007 (the "Addendum").

The Applicant is requesting the Board to:

4.1.1 - Approve The Smart Metering Rate Adder of \$0.53 to be allocated to all metered customers and recovered through the monthly fixed service charges.

4.1.2 - Adjust the input, Column F Sheet 4, in the 2007 IRM Model previously filed with the Board on January 24, 2007 to reflect the Smart Meter Rate Adder of \$0.53.

Il faut donc comprendre que l'impact de l'ajout des frais relatifs à l'utilisation de la technologie des compteurs avancés c'est fait sentir à partir de la date à laquelle ils ont été introduits.

Dans l'exemple de *Cambridge and North Dumfries Hydro Inc*, il s'agit d'un impact de l'ordre de +0,24 % à +1,85% pour la clientèle résidentielle. D'ailleurs les coûts sont amplement détaillés dans l'addenda fourni par « *Cambridge et North Dumfries Hydro Inc* » à la Commission de l'énergie de l'Ontario.

¹⁷ Référence : Board File Number EB-2007-0513, Addendum for Smart Metering Rate Adder, Cambridge and North Dumfries Hydro Inc. – OEB License ED-2002-0574, Application by Cambridge and North Dumfries Hydro Inc. for an Order or Orders approving amendment seeking a smart metering rate adder, in accordance with the Addendum to the "Report of the Board on Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors". February 8, 2007

5. *Rate Impact*

After adjusting the 2007 Incentive Rate Mechanism (IRM) Model, to include the 2007 Smart Meter Rate Adder of \$0.53, the following is the impact range on a summer bill (May 1 to Oct 31) before taxes, by customer class:

Impact Range

Residential Class +0.24% to +1.85%

General Service Class < 50kW +0.12% to +0.42%

General Service Class 50 to 999kW +0.06% to +0.16%

General Service Class 1,000 to 4,999kW +0.07% to +0.20%

Large User Class +0.04% to +0.07%

(Assuming current RPP prices, that are subject to change when expected RPP change is released, in mid-April 2007)

Référence : ED-2002-0574, Addendum for Smart Metering Rates EB-2007-0513, page 7

Un autre exemple est le cas de Milton Hydro. Celui-ci réclame des frais de l'ordre de 2,13 \$ par mois par compteur.

Accordingly, the purpose of this application is to seek approval of an appropriate rate increase effective May 1, 2007 that will permit Milton Hydro to implement its smart meter plan. The requested increase is \$2.13 per metered customer per month.¹⁸

Référence : Milton Hydro Distribution Inc. ED-2003-0014 : Appendix A, page 4

La Commission dans sa décision EB-2007-0555 approuve le montant réclamé sur la base des frais à Milton Hydro :

Milton Hydro requested an amount for smart meter costs. The Board has approved an amount of \$2.16 per month per metered customer. Milton Hydro's variance accounts for smart meter program implementation costs, previously authorized by the Board, are continued. As the notice of this application indicated, the Board will be holding a combined proceeding to consider, among other things, appropriate recovery of smart meter costs.

Référence : Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2007-0555, page 2

Ce montant se rapproche du montant de 3,50 \$ par compteur et par mois durant l'année où le compteur qui a été estimé et autorisé par la Commission dans sa décision datée du 21 mars 2006 concernant les Distributeurs qui procèdent à l'installation de compteurs auprès de leur clientèle.

¹⁸ http://www.oeb.gov.on.ca/documents/consumers/2007edr/miltonhydro/D07-1530%20%20Milton_APPL_20070209.pdf.pdf : Milton Hydro Distribution Inc. ED-2003-0014 : 2007 Electricity Rate Application EB-2007-0555 Re-submission of 2007 Electricity Distribution Rate Application Board File No. EB-2007-0555, ED 2003-0014, Milton Hydro Distribution Inc. ED-2003-0014, Revised 2007 Electricity Rate Application EB-2007-0555, Manager's Summary, February 9, 2007, Appendix A, page 4

La Commission quant à elle précise ce qui suit :

In its Decision of March 21, 2006¹⁹, the Board determined that utilities that had installed meters and requested rate relief should be allowed \$3.50 per meter for each month during the rate year that the meter was installed (that is, \$3.50 per meter per installed month).

The Board also ruled that utilities that had not proposed any expenditures for smart meters in 2006 should include the amount of \$0.30 per residential customer per month in their 2006 rates. The Board concluded that given the increased need for electricity and the importance of conservation, specific funding should be included in 2006 rates for all Ontario utilities, stating that this would be an important step in the development of smart metering technology and would increase the effort and commitment by both utilities and technology suppliers.

Référence : Commission de l'Énergie de l'Ontario, EB-2007-0063, Page 3²⁰

Par ailleurs, précisons que ce coût est estimé à partir des travaux qui ont été réalisés par un groupe de travail. Ce groupe de travail a statué que les frais mensuel dans le cas type d'une clientèle résidentielle pourrait se situer entre 3 \$ et 4 \$ une fois l'implantation des compteurs complétés en 2010.

D'autre part, la Commission a recommandée l'application de frais de 0,30\$ /mois/compteur par consommateur résidentiel, frais devant être inclus dans les tarifs de 2006. Ces frais pourraient être alloués au coût en capital et aux opérations dans certaines proportions .

Comme nous l'avons remarqué dans les exemples précédents, les frais réclamés par Milton Hydro à la Commission étaient de 2.13 \$ par compteur, par mois, par client en 2007 et les frais de Cambridge and North Dumfries Hydro Inc étaient de 0.53\$.

Ces écarts se justifient par l'état d'avancement de l'implantation des compteurs parmi la clientèle. En effet, puisque ces frais sont chargés à l'ensemble de la clientèle de chacun de ces distributeurs, les frais sont divisés par le nombre total d'usagé. Ces frais sont donc appelés à augmenter pour atteindre de 0,75 \$ à 1,00 \$ pour couvrir les investissements cumulatifs d'un déploiement de 25 % et pourraient atteindre jusqu'à 3 \$ à 4 \$ pour couvrir l'ensemble des coûts en capital et des coûts d'opération.

La Décision EB-2005-0529 du 21 mars 2006 précise ce qui suit :

*Where utilities incorporate the cost of smart meters in 2006 rates, **the question arises as to the appropriate amount per meter to include in the revenue requirement. The Board believes that amount should be \$3.50 per meter for each month during the rate year that the smart meter will be installed (i.e., \$3.50 per meter-month). This cost estimate is outlined in Schedule A to this Decision, which is a reproduction of Appendix C of the Board's Smart Meter Report (p. 103). The Board in that Report concluded:***

¹⁹ EB-2005-0529, March 21, 2006

²⁰ <http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2007-0063/>

“Based on cost estimates prepared by working groups for the basic smart meter system being proposed, the incremental monthly cost for a typical residential customer may be between \$3 and \$4 a month once full implementation is complete in 2010. Because costs will be spread among all customers in a class from the outset of the project, the monthly charge will start low and increase to the \$3 to \$4 figure as more and more meters are deployed.

“For example, in year one of the project, much of the system changes and some of the common infrastructure may have been deployed but few of the actual meters, so a charge of \$0.30 to \$0.40 per month per customer would be sufficient to fund that part of the project. In year two the total deployment might reach 25% and the cost per month per customer would rise to \$0.75 to \$1.00 to pay for the cumulative investment. Eventually, all customers would have a smart meter and the cumulative costs might require a monthly charge of between \$3 and \$4 to cover capital and operating costs.”

In the end, \$3.50 per meter-month may not be the correct charge. As previously discussed, utilities will maintain variance accounts to deal with the differences between estimated costs and actual costs.

(...)

As to the amount, the Board adopts the recommendation in the Board’s earlier report that year-one expenditures of \$0.30 per residential customer per month are appropriate.

Such an amount should be included in 2006 rates. Utilities should also establish variance accounts for both capital and operating expenses to track differences between this amount and actual costs. For this purpose, the \$0.30 expenditure can be allocated to the capital cost and operating accounts in the same proportions as set out in Schedule A

Référence : Décision EB-2005-0529 du 21 mars 2006, pages 6 et 7

Effacement, chauffage ou climatisation

Le GRAME s’est demandé si l’observation de l’effacement au Québec et en Ontario pouvait être différent puisque le chauffage des locaux est la variable qui différencie ces deux marchés.

Tarif DH

Au cours de l’hiver 1993-94, les 450 clients retenus ont permis un effacement moyen de 0,83 kW par client durant les heures de pointe du réseau, pour un impact sur le réseau de 0,66 kW par client. À titre de comparaison, l’effacement anticipé par client grâce à une tarification dynamique ne s’élève qu’à 0,07 kW en Ontario et à 0,2 kW en Californie.

Référence : HQD-12, Document 5, page 8 et 9

Le Distributeur n’a pas pu répondre à notre question (HQD Réponse à la demande de renseignements no2, de GRAME HQD-15, Document 7, Page 63 de 80, R1.8), mais nous réfère à l’Ontario Power Authority (OPA) et au document cité ci-dessous.

1.8 Cette observation est nettement supérieure à ce qui a été observé en Ontario (0,07 kW) et en Californie (0,2 kW). Peut-on en déduire que puisque le chauffage des locaux est la principale variable qui distingue le réseau du Québec des deux autres réseaux, qu'elle pourrait être celle qui a induit l'effacement de 0.83 kW par client au cours de l'hiver 1993-94 ?

R1.8 : À la pièce HQD-12, document 3 du dossier R-3610-2006, le Distributeur explique comment la valeur a été déterminée à partir d'un effacement prévu de 376 MW en 2015 par l'Ontario Power Authority (OPA) grâce aux compteurs avancés et ce, pour tous les marchés et dans un contexte où la TDT est obligatoire ; l'OPA prévoyait également un effacement de 218 MW pour 2010.

L'OPA a remis à jour son plan des ressources et diminué à 176 MW l'effacement prévu grâce **aux compteurs avancés pour tous les marchés.**(nous surlignons)

(voir http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534_D-4-1.pdf)

Le GRAME en comprend que le Distributeur fait référence à tous les marchés sous la juridiction de l'OPA, et que ceux-ci ne comprennent pas le marché Québécois qui se distingue notamment par la chauffe à l'électricité des locaux en hivers.

Le document dont fait référence le Distributeur est intéressant en ce sens qu'il identifie plusieurs variables correspondant aux actions permettant de réduire la demande en période de pointe. Ces deux variables sont : (1) transférer la demande d'une période de pointe vers une période hors pointe et (2) réduire sa consommation durant la période de pointe.

Ces variables sont bien expliquées par les concepts de « *Demande management* », de « *Conservation behaviour* », de « *energy efficiency* » .

« *Demande management* » survient lorsque les consommateurs réduisent leur demande en électricité durant les heures de pointes et les transpose aux heures hors pointe.

« *Conservation behaviour* » apparaît lorsque les consommateurs réduisent volontairement leur consommation d'électricité en réduisant l'activité qui demande de l'électricité (par exemple réduire l'usage de l'air climatisé en agissant sur la température voulu et programmé).

« *Energy efficiency* » survient lorsque des consommateurs réduisent leur consommation d'électricité, mais conserve le même niveau de service. (ex. : remplacer un vieil équipement par un model consommant moins d'énergie). L'efficacité énergétique représente dans le plan d'ensemble de l'Ontario 65 % des objectifs d'économies, soit 620 MW.

Référence : http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534_D-4-1.pdf).

Pages 1 et 2

1.0 INTRODUCTION

This exhibit sets out a Conservation plan on how the IPSP will achieve the Directive's goals for reducing Ontario's peak demand by 1350 MW by 2010 and an additional 3600 MW by 2025.

The Directive states that Conservation includes actions to reduce peak demand, energy efficiency, fuel switching and customer-based generation. How does the OPA define these four categories of Conservation?

A. The OPA defines these terms as follows:

Actions to reduce peak demand are encouraged through demand management programs and other programs aimed at influencing Conservation behaviour (collectively referred to as “Demand Management/Conservation behaviour”).

Demand management occurs when customers reduce their electricity demand during peak use hours (peak clipping) or shift some of their demand to off-peak hours (peak shifting).

Conservation behaviour occurs when customers voluntarily reduce their electricity consumption by scaling back the activity which is powered by electricity (e.g., reduce their air conditioner use by raising the set point temperature by a couple of degrees).

Energy efficiency occurs when customers reduce their electricity consumption but retain at least the same level of end-use service. Energy efficiency is the gain from using more efficient appliances, equipment and buildings (e.g., replace household electric appliances and the air conditioner with more efficient models).

Fuel switching occurs when customers elect to use other energy sources in place of electricity (e.g., replace their electric clothes dryer with a natural gas dryer).

Customer-based generation occurs when customers elect to install either a generator or a combined heat and power facility to meet all or a portion of their electricity consumption needs. Combined heat and power is also referred to as cogeneration.

(...)

The Directive also allows electricity generated by Ontario customers under the net metering program to be counted towards meeting the Conservation target.

The OPA determined, at a high level, the Conservation opportunities available in each of the Conservation categories. Specifically, the OPA commissioned modeling which demonstrated that the majority of Conservation opportunities were to be found in energy efficiency (approximately 65%).

The OPA also determined that a significant contribution to peak demand reduction can be provided by demand management (approximately 20%). The Conservation portion of the IPSP therefore focuses largely on these specific opportunities.

(Page 4)

(..)

The OPA Resource Acquisition plans for the period 2008 to 2010 are to achieve 620 MW of energy efficiency savings, 390 MW of demand response over peak period, 50 MW of customer-based generation, and to encourage customers to switch 70 MW of their electricity demand to other fuel. **This Resource Acquisition plan is expected to contribute 1,230 MW along with**

176 MW from the smart meter program towards meeting the 2010 target.

Energy Efficiency

Page 10

These results show that the greatest energy savings can be found in the commercial sector, in the medium and long run. Similarly, the greatest potential for reduction in peak demand is found in the commercial sector, which accounts for about 50% to 60% of peak demand reduction opportunity over this time period. In terms of energy demand, residential and commercial/institutional lighting and industrial machine drives are forecast to be major individual contributors at 33% and 17%, respectively, of 2025 savings. In terms of peak demand, space cooling (residential and commercial/institutional) plays a prominent role, accounting for 42% of forecasted savings in 2025.

Page 11

Demand Management/ Conservation Behaviour

Demand Management/Conservation behaviour is the second largest contributor to both the short term and long term targets, making up approximately 20% of the contribution. Demand Response is a mechanism to enable customer demand to play a role in meeting the real-time and long-term supply needs of Ontario's electricity system.

Demand response is managed through a contract for meeting the real-time reliability and long-term supply adequacy needs. The OPA has assumed that time-differentiated and real-time pricing, as well as paying customers to reduce their load, are mechanisms that underlie the demand response potential estimate.

Demand management opportunities are particularly attractive because of their flexibility and ease of implementation. Essentially, for demand management, customers are financially incented to reduce or shift their peak demand.

To estimate demand response the OPA relied on its own recent experience as well as the previous study that examined the smart meter issue. This experience has shown that there is significant demand response potential available in the near term. Industrial and large commercial customers respond to financial incentives in commercial contracts.

The estimates of energy savings and demand reductions from Conservation behaviour are directly related to customer actions and attitudes towards electricity use. Customer actions and attitudes are influenced by general education and information programs primarily aimed at residential and small volume customers. **It is difficult to estimate energy savings and demand reduction opportunities that can be directly attributed to this Conservation category.** However, these programs do contribute to creating an environment where other more discrete programs may be more effective because the market for them has been primed.

The Resource Acquisition programs to achieve the 2010 target are summarized in Table 21 which shows Conservation peak demand reduction among the residential, commercial/institutional and industrial sectors.

Table 21: Committed Conservation Resources (2008 – 2010) – MW

	Energy Efficiency	Demand Management/ Conservation Behaviour	Customer-based generation	Fuel switching	Totals
Residential	219	250 ²²	67	50	586
Commercial/ Institutional	298	0	29	10	338
Industrial	106	316	51	10	483
Total	620	570	150	70	1,410

Source: OPA

Note: Totals have been rounded to nearest 10 MW.

22 This number includes 176 MW of contribution from Smart Meter program.

Les principes de gestion de la demande et de conservation représentent dans le plan d'ensemble de l'Ontario environ 20 % des objectifs d'économies, soit 390 MW. De cet objectif, il a été estimé que 176 MW proviennent du programme des compteurs intelligents à l'horizon 2010, soit de la réaction de la clientèle au signal de prix. Cette évaluation n'est pas clairement attribuée à l'un des concepts énumérés.

On comprend donc que la différence entre 390 MW et 176 MW, soit 214 MW provient soit de l'impact de la tarification horo-saisonnière, soit en partie de la « *Conservation behaviour* » ou des deux à la fois. L'OPA mentionne qu'il est difficile cependant de quantifier la partie résultant du dernier concept.

D'où l'intérêt de comparer les deux marchés et de ne pas supposer que le 176 MW comme étant un effacement qui pourrait s'appliquer au marché québécois. En effet, il faut tenir compte de la partie résultant de la réduction de la consommation, de l'impact de la tarification dans leur ensemble et de l'impact de la chauffe des locaux au Québec comparativement à la climatisation en Ontario. De là l'intérêt de quantifier dès maintenant cette dernière variable lors du projet pilote proposé par le Distributeur.

Il faudrait d'abord savoir combien d'électricité nécessite l'atteinte d'un degré supplémentaire de température au Québec lorsqu'il fait moins - 20° C, comparativement à une augmentation de 1° C de la température de la maison en été en Ontario. Donc, de comprendre la valeur de l'effacement possible dans un contexte québécois de la chauffe des locaux.

Exemples de projets pilotes

BC Hydro

Selon des informations non-officielles, BC Hydro planifierait l'installation de compteurs avancés chez ses 1,7 millions de clients résidentiels d'ici 5 ans, ce qui permettrait l'introduction d'une tarification dynamique — plutôt que le tarif résidentiel à une tranche actuellement utilisé — ainsi que la détection des pannes et des vols d'électricité. BC Hydro devra recevoir l'approbation de la BCUC avant d'entreprendre ce déploiement de compteurs dont le coût est estimé à 500 M\$. Cette annonce fait suite entre autres aux premiers résultats du projet pilote de TDT amorcé l'an dernier.

Référence : HQD-12, doc. 2, page 28 et 29

Concernant le projet pilote de BC Hydro, il faut noter qu'un des objectifs est d'évaluer comment une tarification différenciée dans le temps, « *time of use* », encourage les consommateurs à (1) transférer leur demande en électricité d'une période de pointe vers une période hors pointe et (2) à conserver l'énergie.

Successful program leads to energy savings

VANCOUVER – BC Hydro today announced the first year results of its [Conservation Research Initiative \(CRI\)](#). By combining time-of-use rates and the technology of smart meters, nearly two-thirds of British Columbians participating in the pilot program saved electricity and money.

"Smart meters allow customers to track their electricity use and by making a few lifestyle changes, make a big difference in energy savings," said Bob Elton, President and CEO of BC Hydro and a participant in the program. "Currently, BC Hydro is importing electricity to meet the needs of British Columbians. Time of use rates and smart meters will help lead British Columbia towards energy self-sufficiency."

(...)

Smart meters are able to measure hourly electricity consumption and can be used to charge different rates for peak and off-peak periods. BC Hydro's Conservation Research Initiative is looking at how time of use rates can encourage customers to switch their energy use to off-peak hours and also lead to overall conservation.

Référence : August 7, 2007, Successful program leads to energy savings,
<http://www.bchydro.com/news/2007/aug/release53012.html>

Il faut retenir que BC Hydro a testé une tarification « *time-of-use* » combiné avec une technologie de mesurage (compteurs intelligents) permettant de comptabiliser la consommation d'énergie à l'heure et que les résultats ce sont soldés par une réduction en **moyenne de 7,6 % de la consommation totale en énergie** durant la période de pointe en hiver.

Cette donnée est très importante, il s'agit d'une réduction réelle de la consommation de l'ordre de 7,6 % durant la période de pointe en hiver.

La réduction de consommation en énergie durant les heures de pointe, soit la réduction incluant la conservation de l'électricité (réduction) et le transfert d'usage à des périodes en dehors des pointes a été plus importante, soit de l'ordre de 11,5 % à 15,9 %.

Rappelons que selon le Distributeur aucun effacement n'a été observé en hiver en Californie, ce qui est vraisemblablement conséquent avec le fait que ce marché n'est pas comparable à celui du Québec puisque l'hiver n'est pas froid et les besoins en chauffage est presque inexistant en période hivernale et que la pointe de consommation se situe en été. Il semble que pour la Colombie Britannique la dynamique est inversée, comme cela pourrait être le cas au Québec.

« 1.8 Cette observation est nettement supérieure à ce qui a été observé en Ontario (0,07 kW) et en Californie (0,2 kW). Peut on en déduire que puisque le chauffage des locaux est la principale variable qui distingue le réseau du Québec des deux autres réseaux, qu'elle pourrait être celle qui a induit l'effacement de 0.83 kW par client au cours de l'hiver 1993-94 ? »

« R1.8 Il ne s'agit donc pas d'un effacement observé. L'effacement observé en été en Californie, sur la base d'un projet pilote d'une durée de 2 ans, résulte essentiellement d'un déplacement de la charge de climatisation. Aucun effacement significatif n'a été constaté en hiver »

Référence : HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la DD renseignement du GRAME no 2, page 63 et 64

L'information retrouvée ne nous indique pas si ce marché peut être comparé à celui du Québec par sa chauffe des locaux à l'électricité. Il serait intéressant, si c'est le cas, de comparer les résultats du projet pilote du Distributeur avec ceux obtenus en Colombie Britannique.

*This important electricity conservation study is being conducted in more than 1,800 residential homes in **Vancouver, Burnaby, North Vancouver, West Vancouver, Campbell River and Fort St. John.***

*The study is testing time-of-use rates and smart meters (digital meters that measure hourly electricity consumption) to help us better understand how adjusting the price of electricity at different times of day influences energy use by residential customers. Study participants are encouraged to **conserve electricity and shift usage to off-peak times.** (nous surlignons)*

Year One Results

*Data from the first year shows that participants reduced their total energy consumption by an average of 7.6 per cent during the winter peak period. And an impressive 63 per cent of participants saved money **by conserving and shifting their energy consumption to off-peak hours.***

During the peak hours from November 2006 to February 2007, participants successfully reduced their household energy consumption by the following amounts :

	Reduction in energy use during peak hours
All regions	11.5%
Lower Mainland	10.3%
Campbell River	15.9%
Fort St. John	14.4%

Référence : Conservation Research Initiative BC Hydro, August 7, 2007

Une autre stratégie du projet pilote a été d'inviter les participants sur une période de deux ans tout en leur donnant une chance de gagner des produits Energy Star d'une valeur de \$8 000 chacun. L'article ne dit pas si cela a facilité le recrutement de volontaire, mais cela pourrait être une avenue pour le Distributeur.

TARIFICATION DYNAMIQUE

Le Distributeur souligne l'importance dans l'élaboration d'une tarification dynamique d'avoir un bon signal de prix, ce que le GRAME souscrit entièrement.

« Le signal de prix présente donc à la fois un caractère indicatif et incitatif. À cet égard, un bon signal de prix est susceptible d'encourager la clientèle à adopter des habitudes et des mesures favorables aux économies d'énergie. »

Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 5

La Régie dans sa décision D-2007-12 demande donc au Distributeur de proposer une réforme tarifaire qui tienne compte des coûts marginaux de long terme et de la Stratégie énergétique du Québec.

La proposition de réforme doit inclure notamment une vigie sur les structures tarifaires, les modifications applicables au contexte québécois de même qu'une stratégie et un plan de réalisation.²¹

Le Distributeur nous présente donc une proposition de réforme des tarifs domestiques incluant des options de tarification saisonnière et différenciée dans le temps.

L'objectif est de trouver des options permettant « d'accroître la progressivité de la tarification dans le secteur résidentiel »²² et de tenir compte de la tarification en fonction des saisons et de l'heure d'usage. Donc de tenir compte de la variation des prix à la marge en période de pointe et en période hors pointe. Celles-ci variant notamment en fonction des saisons et des heures de la journée.

²¹ Pièce HQD-12, doc. 2, page 5 et 6

²² Gouvernement du Québec, L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 56

Le GRAME est en faveur d'une révision générale des tarifs permettant de refléter un juste signal de prix, notamment afin de refléter les variations de prix en fonction des saisons et des heures de la journée.

La problématique revient donc à choisir quel est ce signal de prix. Celui-ci doit refléter à la fois la valeur des coûts marginaux pour le Distributeur et créer un incitatif financier suffisant pour vaincre l'inertie comportementale chez la clientèle.

Il s'agit donc de déterminer la valeur du coût marginal d'une part et d'évaluer l'élasticité du prix de la demande auprès de la clientèle. Cette dernière évaluation étant plus difficile à juger.

« Sur la base des données provenant de l'échantillon de clients mesurés par le Distributeur, la consommation annuelle totale des clients se répartit également entre les heures de pointe et les heures hors pointe. Sur cette base, les 15 premiers kWh en pointe et les 15 premiers kWh hors pointe consommés quotidiennement bénéficieront d'un tarif inférieur. »

Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 20.

Le Distributeur reconnaît l'importance de l'élasticité du prix pour les 15 premiers kWh en pointe et les 15 premiers kWh hors pointe consommés quotidiennement. Celui-ci répond notamment à la Régie que :

64.2. Veuillez indiquer si les 15 premiers kWh consommés durant les heures de pointe et hors pointe correspondent aussi à la partie la plus inélastique des consommations des clients. Veuillez élaborer votre réponse.

R64.2 Sur l'ensemble des kWh qui seraient consommés par un client en hors pointe dans une journée, il y aura toujours un kWh qu'il sera plus facile de ne pas consommer que les autres. (Conséquent, il y a toujours un kWh dont la demande est plus élastique que les autres).

On peut donc de cette façon dire qu'il y a, parmi les kWh consommés hors pointe, 15 kWh dont la demande est plus inélastique que la demande de tous les autres kWh. Cette logique est la même pour les kWh consommés en pointe. Le Distributeur ajoute que la notion de 15 « premiers » kWh ne fait pas référence à la chronologie de la consommation.

Référence : question 65.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

Le GRAME est d'accord avec cette idée. En effet, puisqu'il est plus difficile d'obtenir un effacement pour un nombre minimum de consommation, il est juste et équitable de ne pas pénaliser la clientèle pour cette consommation minimale et de concentrer les efforts de hausse différenciée des tarifs sur la partie plus élastique de la demande de la clientèle. Le GRAME n'a pas analysé si la limite établit à 15 kWh représente la quantité cible la moins élastique de la demande mais s'en remet au Distributeur pour l'instant.

Le GRAME avait d'ailleurs fait ressortir l'importance de bien évaluer les incitatifs financiers proposés aux consommateurs, en effet : « *l'élasticité à la substitution de la consommation d'énergie d'une période à une autre dépend, notamment des variables climatiques et de l'incitatif financier proposé au consommateur.* »²³.

L'Institut Howe soutient par ailleurs que cet incitatif « ..doit être suffisamment intéressant pour favoriser le changement de comportement, puisque l'inertie des consommateurs est l'un des obstacles à la réussite d'une telle mesure »²⁴.

« L'institut Howe a réalisé une analyse de ce que doit retenir l'Ontario et les autres provinces canadienne de l'initiative des compteurs intelligents. Cette analyse²⁵ rapporte principalement que l'élasticité à la substitution de la consommation d'énergie d'une période à une autre dépend, outre notamment des variables climatiques, de l'incitatif financier proposé au consommateur.

Celui-ci doit être suffisamment intéressant pour favoriser le changement de comportement, puisque l'inertie des consommateurs est l'un des obstacles à la réussite d'une telle mesure.

Suite aux données introduites dans un modèle sur l'élasticité prix, il s'est avéré que l'impact moyen sur le déplacement de la demande est de l'ordre de 13.1 % (soit entre 12.1 et 14.1%) à un degré de confiance de 95 %. (Voir l'annexe I pour les détails de cette étude)

Ci-dessous, la figure 1 illustre la moyenne de la consommation en fonction de la demande en période de pointe en Californie. »

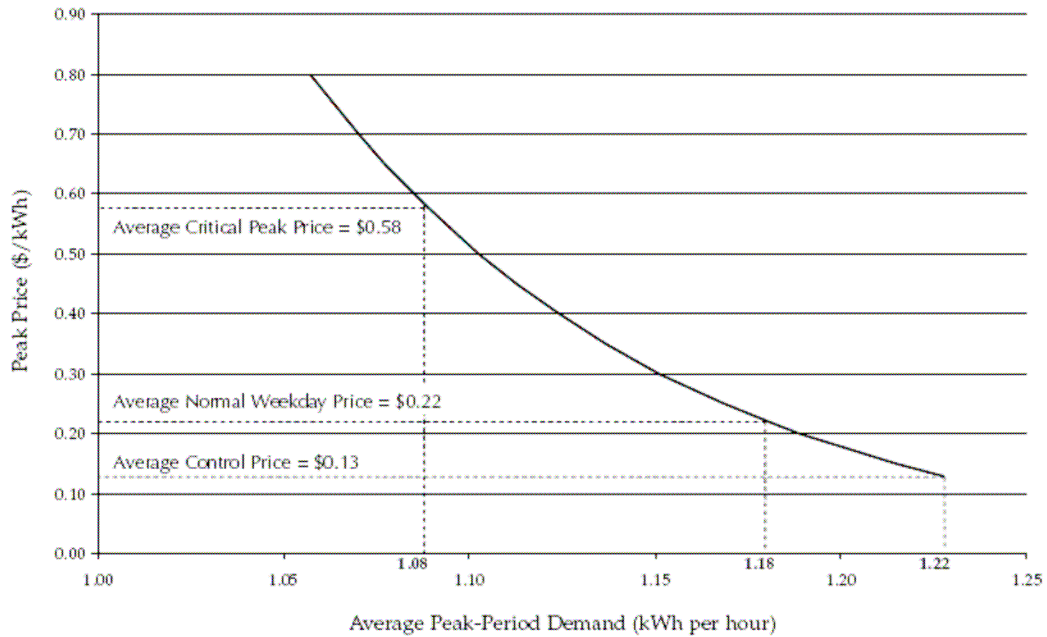
Référence : Dossier R-3610-2006, Mémoire du GRAME C-8-4, page 7

²³ Dossier R-3610-2006, Mémoire du GRAME C-8-4, page 6

²⁴ Dossier R-3610-2006, Mémoire du GRAME C-8-4, page 7

²⁵ Preventing Electrical Shocks, What Ontario – And Other Provinces – Should learn about smart metering, C.D. Howe Institute Commentary, N. 210, April 2005, ISSN 0824-8001, by Ahmad Faruqui and Stephen S. George, 20 pages.

Figure 1: Peak-Period Demand Curve, California Average



Référence : Preventing Electrical Shocks, What Ontario – And Other Provinces – Should learn about smart metering, C.D. Howe Institute Commentary, N. 210, April 2005, ISSN 0824-8001, by Ahmad Faruqui and Stephen S. George, page 8.

Tel que l'a mentionné le GRAME au dossier R-3610-2006 : « L'analyse de la C.D. Howe Institut insiste sur l'importance d'évaluer les coûts effectifs de cette mesure et conclut que la réduction de la pointe doit être plus importante que les coûts associés aux compteurs intelligents. Pour réussir un tel pari, il faut que la structure des prix permette un incitatif suffisant pour faire changer le comportement des consommateurs et que l'augmentation du tarif de pointe et la réduction du tarif hors pointe soient significatifs. »²⁶

En d'autres mots, il ne serait pas suffisant pour instaurer une tarification horo-saisonnière de se baser strictement sur l'écart des coûts marginaux long terme entre les périodes de pointes et les périodes hors-pointes du Distributeur pour créer un incitatif financier suffisant incitant un changement comportemental.

²⁶ Dossier R-3610-2006, Mémoire du GRAME C-8-4, page 7

En effet, selon l'analyse de la C.D. Howe Institut ...«...il faut que la structure des prix permette un incitatif suffisant pour faire changer le comportement des consommateurs et que l'augmentation du tarif de pointe et la réduction du tarif hors pointe soient significatifs »²⁷, ce qui n'est pas nécessairement le cas des coûts marginaux.

Nous croyons donc que le Distributeur devrait plutôt viser une tarification qui est neutre, donc sans impact sur la facture globale de l'ensemble des consommateurs, tel que le Gouvernement l'a spécifiée dans la Stratégie énergétique du Québec. Celle-ci ne devrait pas être basée strictement sur ces coûts marginaux et sur la différence entre ses coûts en période de pointe et ceux de la période hors pointe.

"Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs."

Référence : Gouvernement du Québec, L'énergie pour construire le Québec de demain - La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 57

Pour sa part, le Distributeur insiste sur le fait que « *Le coût économique est le coût marginal pour rendre disponible une unité additionnelle d'un bien ou d'un service ou, inversement, les économies réalisées en réduisant l'offre du bien ou du service d'une unité additionnelle.* »²⁸ et que « *Le coût marginal joue donc un rôle important dans la fixation des prix pour induire une utilisation efficace des ressources.* »²⁹.

De ce fait, le Distributeur nous propose de tenir compte des coûts marginaux de long terme afin de déterminer « *l'ampleur des changements de structure à apporter sur un horizon de long terme.* »³⁰

Nous ne croyons pas que l'ampleur des changements de structure doit être nécessairement déterminée de manière strictement par les coûts marginaux de long terme, mais demeure l'une des variables à prendre en compte, comme l'est l'élasticité du prix et l'incitatif financier.

²⁷ Dossier R-3610-2006, Mémoire du GRAME C-8-4, page 7

²⁸ Pièce HQD-12, doc. 2, page 8

²⁹ Pièce HQD-12, doc. 2, page 9

³⁰ Pièce HQD-12, doc. 2, page 10

Composantes fixes et variables

D'autres variables sont importantes, tel que le mentionne le Distributeur. En effet, les composantes fixes et variables doivent aussi refléter les coûts et « traduire les particularités du service offert à chacune des catégories tarifaires. »³¹ Ces coûts se distinguent « en termes de coûts de puissance, d'énergie et d'abonnement. La facturation de la puissance permet généralement de récupérer les coûts des équipements nécessaires pour répondre à la demande au moment de la pointe. »³²

Le Distributeur souligne avec pertinence que la question de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage nécessite un bon signal de prix à la marge, donc de permettre le reflet des coûts marginaux de long terme sur la consommation additionnelle à la marge de la clientèle. Le bon signal de prix devrait donc s'appliquer sur la « partie élastique du tarif »³³, ce qui permettrait de réduire des charges additionnelles sur le réseau.

Comme le souligne le Distributeur, « ...à la marge, tous les kWh sont vendus à perte ..., chaque cas de substitution génère un manque à gagner, ..., qui est assumé ultimement par l'ensemble des clients. »³⁴

³¹ Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 11

³² Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 11

³³ Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 12

³⁴ Référence : Pièce HQD-12, doc. 2, page 12

PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur soumet à notre attention deux propositions, soit celle relative à la tarification horo-saisonnaire et celle d'un projet pilote comprenant deux nouvelles options tarifaires différenciées dans le temps (tarifs DA et DB).

Le GRAME a choisi de commenter ces deux propositions.

Les tarifs

Tarif DH

Définition : *Tarif expérimental différencié dans le temps. Ce tarif est fermé à tout nouvel abonnement et compte 159 clients.*³⁵

TABLEAU 3
STRUCTURE DU TARIF DH

Redevance	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie	
Pointe En période d'hiver, du lundi au vendredi, entre 6 h et 11 h et entre 15 h et 22 h inclusivement.	14,64 ¢/kWh
Hors pointe Reste du temps	4,13 ¢/kWh

Le GRAME s'est interrogé sur les résultats obtenus en termes d'effacement et de réduction de la consommation résultant du tarif DH . En effet, un effacement de l'ordre de 0,83 kW par client aurait été observé durant les heures de pointe du réseau.

Au cours de l'hiver 1993-94, les 450 clients retenus ont permis un effacement moyen de 0,83 kW par client durant les heures de pointe du réseau, pour un impact sur le réseau de 0,66 kW par client. À titre de comparaison, l'effacement anticipé par client grâce à une tarification dynamique ne s'élève qu'à 0,07 kW en Ontario et à 0,2 kW en Californie.

Référence : HQD-12, Document 5, page 8 et 9

Nous avons demandé au Distributeur s'il s'agissait seulement d'un effacement sans réduction de la consommation.³⁶ Celui-ci nous a référé, notamment aux réponses données aux questions 54,1, 54,3 et 55,1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1, du dossier R-3610-2006. Le GRAME s'est aussi interrogé sur l'ampleur de l'effacement comparativement à ceux observés en Californie et en Ontario, qui eux se retrouvent dans un marché sans chauffe des locaux à l'électricité.

³⁵ HQD-12, Document 5, page 8

³⁶ HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 63

Le Distributeur nous répond que la présence notamment de thermostats programmables et de minuteries chez 50 % de cette clientèle pourrait être l'un des facteurs raisons justifiant cette ampleur. D'autre de l'aveu du Distributeur, le groupe témoin de contrôle choisi pour comparaison n'était pas, selon le Distributeur représentatif et donc comparable. Sur ce, le Distributeur précise donc qu' « *On ne peut donc conclure que l'effacement observé à l'époque soit dû au chauffage.* ».³⁷

Le GRAME est d'avis que ce n'est pas parce que le groupe témoin choisi n'est pas représentatif et non comparable que l'on peut conclure que l'effacement observé ne soit pas dû au chauffage. S'il n'est pas dû au chauffage, alors il est dû à quoi ? S'il est dû au chauffage en partie, quelle est la portion résultant du signal de prix et la portion résultant de la présence de thermostats dans 50 % des participants ?

Encore une fois, une des préoccupation demeure la compréhension de l'impact de la chauffe des locaux sur deux variables, soit (1) l'effacement et (2) la réduction de la consommation.

À l'heure actuelle, on ne peut présumer qu'il **n'y aura pas** d'effacement dû à la chauffe des locaux et on ne peut présumer qu'il y aura une réduction **significative** de la consommation d'énergie suite à une réduction de la chauffe.

Donc, il demeure important de vérifier cette variable dans le projet pilote pour conclure enfin sur cette inconnue.

Le GRAME réitère sa demande à cet égard.

Tarif DT

Il est intéressant d'observer les résultats du tarif DH, puisque cette clientèle est facturée à un taux élevé lorsque la température descend en bas de -12° C. Le GRAME constate que l'incitatif financier est important et agit sur l'élasticité de la demande de telle sorte que le client de ce tarif bi-énergie est fortement incité à utiliser un autre mode de chauffage lorsque la température descend en bas de - 12° C. **Autre fait intéressant, le transfert d'un mode de chauffage à un autre se fait par programmation directement à même l'instrumentation du système de chauffage chez le client.** En effet, la hausse marquée du prix jusqu'à 17,55 c/kWh lorsque la température descend en bas de -12 C permet d'observer un effacement de l'ordre de 6 kW coïncident en moyenne par ménage.³⁸

³⁷ HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 63

³⁸ Référence : HQD-12, Document 5, page 10 et 11

Mais surtout, c'est la programmation du système qui fait que l'effacement est possible systématique sans biais comportementaux et que ce tarif est simple à gérer pour le client. Ici cependant, on ne remet pas en cause l'effet de la programmation du thermostat sur les résultats de la tarification et on n'attribue pas les résultats au PGEÉ.

Sans prétendre qu'un effacement de cet ordre est possible sans système d'appoint de chauffage, il serait intéressant d'expérimenter lors du projet pilote, un tarif qui constituerait un incitatif financier suffisant pour augmenter l'effacement de la clientèle sur la variable chauffage ou plus simplement encore introduire des modes de gestion (programmation) du chauffage en fonction des tarifs en période de pointe.

**TABLEAU 5
STRUCTURE DU TARIF DT**

Redevance	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie en pointe (< -12°C)	17,55 ¢/kWh
Prix de l'énergie hors pointe (>= -12°C)	4,08 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver sur l'excédent de 50 kW	5,46 \$/kW

Référence : HQD-12, Document 5, page 10 et 11

Par ailleurs le Distributeur propose que : (i) « *Pour le tarif DT, il est proposé que la hausse soit entièrement appliquée sur les prix hors pointe.* »³⁹

Le GRAME est aussi en accord avec la vision du Distributeur pour la hausse envisagée. En effet, la tarification actuelle semble suffisamment dissuasive pour inciter la clientèle à utiliser une source alternative d'énergie.

³⁹ (i) Requête du Distributeur, page 8

Cependant, dans les années à venir, compte tenu de la hausse importante du prix des énergies thermiques alternatives, une hausse toujours appliquée sur le prix hors pointe pourrait avoir un impact sur l'effacement en période de pointe. Le GRAME n'a pas évalué quelles seraient les valeurs limites à respecter pour conserver le pouvoir incitatif de ce tarif permettant des économies de l'ordre de 5 à 15 % par client.

R68.1 Dans un contexte où tous les kWh consommés coûtent environ 10 ¢/kWh, cette stratégie vise à améliorer le signal de prix pour éviter que le prix hors pointe stimule la consommation additionnelle, sans toutefois réduire l'économie de l'ordre de 5 à 15 % réalisée par le client lorsque ce dernier s'efface en période de pointe, ni compromettre la neutralité tarifaire entre le tarif DT et le tarif D pour une maison unifamiliale moyenne lorsque le client utilise uniquement l'électricité.

Par ailleurs, le Distributeur considère que le prix actuel de 17,55 ¢/kWh (équivalent à un prix de mazout de 1,42 \$/l) applicable en pointe est suffisamment dissuasif pour inciter le client à utiliser en période de pointe une source alternative d'énergie pour le chauffage et à déplacer certaines usages de base.

Référence : Réponse à la question 68.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1, page 32

Intrants à la définition d'une nouvelle option tarifaire

Signal des coûts marginaux de fourniture de long terme

Le Distributeur nous signale qu'il propose d'utiliser « *La structure des coûts marginaux ... dans la conception d'un tarif dynamique.* ».⁴⁰

*La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). **L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh.***

Référence : HQD-12, Document 5, page 12

Le Distributeur précise que ce niveau des prix lui permet de récupérer les revenus requis et que l'écart retenu 1,5 ¢/kWh pointe / hors pointe et 10 \$/kW-hiver reflète la structure des coûts marginaux.⁴¹

Le GRAME soutient que l'écart retenu de 1,5 ¢/kWh pointe / hors pointe est un écart et non le reflet d'une structure marginale des coûts. En effet, le Distributeur a simplement mesuré l'écart entre deux coûts à la marge de long terme. Donc, l'écart choisi appliqué sur les tarifs actuels ne permet pas de refléter les coûts réels à la marge de long terme et ne s'y rapproche pas d'aucune manière.

⁴⁰ HQD-12, Document 5, page 11

⁴¹ HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 65

Nous tenons à faire remarquer qu'il serait approprié de se baser sur une mesure de l'élasticité du prix de la demande en énergie, tout en ayant comme principe une relative neutralité tarifaire.

Par ailleurs précisons que le coût évité de fourniture-transport du Distributeur se situe à 8,3 ¢/kWh (\$ 2007).

Le Distributeur maintient son signal de coût évité pour le prix de l'énergie garantie sur une base annuelle, soit de 8,3 ¢/kWh (\$ 2007).

*Ce prix croît à l'inflation pour les années suivantes. **De même, le signal de coût évité pour le prix de la puissance est maintenu à 10 \$/kW-an** (\$ 2006, annuité croissante à l'inflation). Ce prix reflète le coût de la puissance acquise sur les marchés de court terme pour 2007 et demeure une bonne référence pour l'indicateur de coût évité de puissance. La différenciation pointe et hors pointe applicable au prix de l'énergie est cependant accrue à 1,5 ¢/kWh, soit une hausse de 0,5 ¢/kWh par rapport au précédent signal de 1 ¢/kWh. Cet ajustement est cohérent avec les écarts de prix observés sur le marché de New York au cours des dernières années (voir tableau B-1 de l'annexe B).*

Référence : HQD-14, document 3, lignes 1 à 9 de la page 90

Notons également que le Distributeur choisi comme signal de prix le « ...coût évité pour le prix de la puissance est maintenu à 10 \$/kW-an ». Ce qui semble raisonnable puisqu'il représente non pas un écart entre deux valeurs, mais le prix de la puissance en hiver aux heures critiques, se rapprochant donc plus d'une tarification en temps réel.

1.11 Puisqu'il s'agit d'établir une proposition de tarification horo-saisonnière, le Distributeur aurait-il pu envisager le coût à la marge pour les heures en pointe, sur une base, non pas annuelle, mais saisonnière, et ajuster le prix pour les heures hors pointes ?

R1.11 C'est ce que le Distributeur a fait en faisant supporter aux heures critiques le prix de la puissance de 10 \$/kW-hiver et en diminuant le niveau des prix hors pointe afin de respecter la neutralité tarifaire.

Référence : HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande DD renseignement du GRAME no 2, page 65

Neutralité tarifaire

Le Distributeur propose de transférer dans sa totalité la réduction des coûts d'approvisionnement aux clients participants de telle sorte que pour « un client moyen qui ne modifie pas son profil de charge paie la même facture que s'il était au tarif régulier ». Le Distributeur propose donc d'assurer globalement la neutralité tarifaire aux clients qui adhéreront au tarif proposé.

Nous sommes en accord avec le concept de redistribution complète des montants économisés suite à une modification de la consommation d'une période de consommation à une autre période à la fois pour la composante énergie et la composante puissance. Le GRAME est en faveur du concept de neutralité tarifaire dans la mesure où les économies sont retournées à la clientèle.

Cependant, dans un contexte de modification des tarifs en fonction d'un rapprochement entre les coûts marginaux et la consommation, un tel concept comporte des limites importantes.

En effet, nous ne sommes pas en accord avec le fait qu'un client moyen, ne modifiant pas son comportement, paierait la même facture. En effet, considérant que le tarif actuel ne permet pas un rapprochement entre les coûts marginaux à la marge du Distributeur, tenter de maintenir absolument une neutralité tarifaire ne permettra pas à notre avis de créer un incitatif suffisant pour modifier les comportements, que l'on pourrait qualifier d'acquis. L'inertie comportementale étant l'une des variables à contrer dans la mise en place d'une stratégie tarifaire efficiente.

Afin de créer cette neutralité tarifaire, nous comprenons que le Distributeur limite la variation de prix à 1,5 ¢/kWh entre les périodes de pointes et périodes hors pointe. De cette manière, un client moyen ne voulant pas modifier ses comportements, ne verrait que peu de différence sur sa facture. On comprend que plus l'écart augmente entre les périodes hors pointes et de pointes, plus la neutralité tarifaire pour ce client est difficile à atteindre.

Nous comprenons que le gouvernement a spécifié dans sa stratégie énergétique que la modification des tarifs devrait comporter le concept de neutralité tarifaire. Le GRAME comprend que le Distributeur devra se rallier à cette demande, mais nous demeurons convaincu que dans les années à venir, cette neutralité tarifaire pourra évoluer en même temps que les tarifs seront modifiés en conséquences. **Une neutralité se calculant toujours entre ce qui existe et ce qui est proposée. Une certaine latitude peut donc être entrevue dans l'avenir.**

Avantages de la gestion de la demande

Le GRAME s'est préoccupé au dossier R-3610-2006 des autres avantages relatifs à l'introduction d'une tarification dynamique associée à une technologie performante, comportant notamment le mesurage de la consommation.

Le Distributeur s'est d'ailleurs montré intéressé par cette idée.

1.4 C'est le fait d'avoir des compteurs avancés et non l'introduction d'une tarification dynamique qui permettrait « la détection des pannes et des vols d'électricité » et « d'améliorer le service à la clientèle ». Dans quelle mesure le Distributeur est-il intéressé aux autres avantages découlant de l'installation d'une technologie plus performante ?

Le Distributeur est toujours intéressé par les technologies plus performantes si elles ont un impact favorable sur les revenus requis.

Référence : HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à DDD renseignement du GRAME no 2, page 61

Rappelons simplement la position du GRAME au dossier R-3610-2006 et sa recherche d'impacts favorables sur les revenus requis, soit une recherche des avantages reliés à une technologie plus performante.

Les bénéfices relatifs aux compteurs intelligents

Le Distributeur reconnaissait au dossier R-3610-2006 certains avantages liés à la *réduction des coûts d'approvisionnement* sous la forme d'une *réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenus*.

On associe généralement aux compteurs avancés deux types de bénéfices :

- *bénéfices sous forme de réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenus (relève, précision de la facturation, détection de vols, détection de panne...)* ;
- *bénéfices sous forme de la capacité d'une tarification dynamique d'induire des comportements permettant ultimement une réduction des coûts d'approvisionnement.*

Référence : R-3610-2006, HQD-12, Document 3, Page 5 de 32

Le GRAME reprend ici certaines informations qui ont été produites au dossier R-3610-2006 relativement aux résultats de recherche d'une enquête menée par Capgemini auprès de 31 entreprises nord-américaines ayant déployé des projets pilotes de relève automatisée de compteurs (« RAC »).

L'information suivante a été présentée dans la revue CHOC⁴², soit le Magazine de l'Association de l'industrie électrique du Québec.

Selon les propos tenus dans l'article précité :

« Les distributeurs d'électricité qui déploient avec succès le mesurage intelligent (MI) cherchent à aller au-delà des gains réalisés par la relève automatisée de compteurs (RAC). De fait, ils ont hissé au sommet de leurs priorités l'efficacité énergétique, la gestion de la demande, la création de valeur ajoutée et l'amélioration de l'exploitation afin d'accroître leur performance. Dans ce contexte, le MI peut devenir un atout stratégique profitable s'il est accompagné d'une transformation adéquate des processus de l'entreprise ».

Selon les auteurs de l'article, un système de mesurage intelligent peut transformer une entreprise d'électricité en créant une valeur ajoutée à la fois pour le client et pour le distributeur. D'ailleurs, selon une recherche récente effectuée par Capgemini auprès de 31 entreprises de services public situées en Amérique du nord ayant procédé à des projets pilotes de mesurage intelligent, les bénéfices retirés par ces entreprises sont multiples. Les bénéfices identifiés par Capgemini sont, notamment, les suivants :

- Gestion des actifs, notamment du cycle de vie des équipements et système :
 - Les économies réalisées seraient de l'ordre de 4 à 19 % sur les coûts d'inspection et de maintenance des systèmes;
- Processus de recouvrement, non-paiement et vol d'électricité :
 - Les économies réalisées seraient de l'ordre de 15 à 25 % sur les coûts engagés non récupérables.
- Prévision de la charge et fiabilité de la planification de la capacité du réseau :
 - Les économies réalisées seraient de l'ordre de 2 à 22% sur les dépenses marginales de la puissance de pointe.

De l'avis des auteurs, *« la gestion sur le terrain que nécessite le changement d'un nombre élevé de compteurs doit être validée par un projet pilote »*. Ce qui confirme que pour le cas de l'Ontario, les projets pilotes sont nécessaires afin de faciliter la connaissance du modèle opérationnel qui soit le plus approprié pour répondre à la mise en œuvre de l'ensemble de la mesure en Ontario.

Référence : Dossier R-3610-2006, C-8-4 GRAME, page 5

⁴² CHOC, Magazine de l'Association de l'industrie électrique du Québec, volume 24, numéro 2, octobre 2006 pages 30 et 31, par Jocelyn Gascon-Giroux, Doug Houseman et Jean-Claude Lefebvre.

Le GRAME au dossier R-3610 c'était par ailleurs positionné comme suit :

*Donc, puisque le contexte énergétique au Québec est appelé à se transformer et que le chauffage à l'électricité prend une place prépondérante dans la gestion de la demande, notamment pour le secteur résidentiel, un projet pilote doit être mené afin d'intégrer le mesurage intelligent et les outils technologiques et informatiques de relève automatisée de compteurs afin de mesurer la rentabilité d'une telle mesure. **Cette rentabilité inclut, d'une part les coûts évités en approvisionnement de même que les valeurs ajoutées décrites dans la présente section.***

Référence : Dossier R-3610-2006, C-8-4 GRAME, page 6

D'autres avantages avaient été soulevés, tels que :

Pour ce qui est des bénéfices d'une telle mesure, de l'expérience de Capgemini, tel qu'énoncé dans cet article, les implantations réussies en mesurage intelligent « reposent sur une combinaison de bénéfices qui offrent une valeur ajoutée réelle ».

Comme nous en discuterons dans la section suivante, il ne s'agit donc pas seulement d'une rentabilité sur le plan strictement de la réduction des coûts d'approvisionnement, mais d'un ensemble de bénéfices à la fois pour la clientèle, pour le Distributeur et pour la société.

Capgemini identifie, notamment, certaines valeurs ajoutées comme suit :

Détection en temps réel des pannes;

Facturation à la demande du client; réduction des coûts d'émission d'une facture lors d'un déménagement-emménagement

Gestion planifiée directe ou indirecte de la demande :

Capgemini cite en exemple une expérience menée sur 16 ans par la Florida Power & Light Company (FPL) qui compte plus de 4 M de clients avec une pointe de 20 GW. Grâce à un investissement (1 milliard) en gestion directe de la demande, FPL a ciblé les réservoirs d'eau chaude, les thermopompes de piscines et les systèmes d'air climatisé et chauffage centrale de ses clients, ce qui a permis une réduction de 4.3 GW de la demande. Cette réduction de la demande a permis d'éviter la construction de centrales dont le coût est estimé à plusieurs milliards de dollars.

Au Québec, toujours selon l'expérience de Capgemini, certaines initiatives prometteuses ont été explorées, notamment par « le consortium Bell Canada, Capgemini et HP ». Ceux-ci élaborent « une solution de contrôle direct et indirect de la charge qui répond aux besoins des Québécois », soit « le portail résidentiel de gestion de l'efficacité énergétique ».

Il s'agirait donc, selon Capgemini du « chaînon manquant dans l'évolution du réseau de distribution qui permet de comprendre comment les clients utilisent l'électricité ».

Référence : Dossier R-3610-2006, C-8-4 GRAME, page 7

Nous réitérons notre position du précédent dossier à savoir que le Distributeur devrait profiter de l'occasion du projet pilote pour mesurer certains de ces avantages. Mais nous en comprenons les limites puisqu'il s'agit d'un projet pilote.

Étude des scénarios

Ouverture du tarif DT

Le Distributeur soutient que l'ouverture du tarif DT à des clients sans système bi-énergie risque de voir « *non seulement hypothéquées grandement les possibilités de voir sa facture diminuer suite à une modification de comportement mais risque surtout d'assumer des pertes importantes.* »⁴³

Le GRAME est d'accord avec le Distributeur. Même si nous pensons que l'écart choisi de prix à 1,5 ¢/kWh est insuffisant, l'écart du tarif DT ne semble pas raisonnable pour une clientèle qui n'a pas de chauffage bi-énergie.

Nouvelle option tarifaire TPC

Calibrage d'un nouveau tarif

Il est certain que dans un contexte d'adhésion volontaire, le Distributeur se retrouve avec la problématique des opportunistes. Cependant, si le tarif est calibré pour être neutre et que le Distributeur n'assume pas de pertes entre ses revenus requis et des coûts, la présence d'opportuniste fait partie de la problématique. D'ailleurs le Distributeur est conscient de la situation selon laquelle « *Avec n'importe quel tarif, il y aura toujours des perdants et des gagnants lors du calibrage* ». ⁴⁴

Pour ce qui est du bas prix du tarif DT de 4,08 ¢/kWh, le fait de voir la clientèle de ce tarif transférée à la nouvelle option ne devrait en aucun cas être considéré comme facteur limitant pour déterminer le juste prix du bas prix de l'option. Le Distributeur ne nous a pas convaincu de la gravité de voir le tarif DT « *cannibaliser* » par la nouvelle option.

Calibrer un tarif consiste à fixer le niveau de ses composantes (redevance, prix des kWh, prix des kW) de façon à répondre à des objectifs préalablement établis dont celui de la neutralité tarifaire.

Dans le contexte particulier du Distributeur, d'autres contraintes s'ajoutent. Par exemple, s'il s'agissait d'un tarif simplement horo-saisonnier, le bas prix de l'option devrait être supérieur au bas prix du tarif DT (4,08 ¢/kWh) de façon à éviter de cannibaliser le marché de la bi-énergie résidentielle.

Le haut prix de l'option devrait être supérieur au prix de la 2e tranche en énergie du tarif D (7,03 ¢/kWh) ; cette contrainte serait cohérente avec la stratégie du Distributeur de

⁴³ Référence : HQD-12, Document 5, page 16

⁴⁴ HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 67

corriger le signal de prix de la 2e tranche en énergie du tarif D qui ne reflète pas suffisamment le signal de prix des coûts marginaux.

Référence : HQD-12, Document 5, page 19

Donc la proposition du Distributeur inclut une allocation de la première tranche quotidienne selon les périodes de pointe et hors pointe. Selon cette allocation, « les 15 premiers kWh en pointe et les 15 premiers kWh hors pointe consommé quotidiennement bénéficieront d'un tarif inférieur.⁴⁵ ». Sans avoir mesuré combien de kWh devrait bénéficier de cette allocation différence, le GRAME s'en remet au Distributeur pour ce dossier.

Pour ce qui est de « ... la structure des coûts marginaux, c'est-à-dire un écart de prix pointe / hors pointe de 1,5 ¢/kWh sur une base annuelle. Le Distributeur croit que « Dans le cas d'un tarif horo-saisonnier simple, cette structure est suffisante pour refléter les écarts de prix. »⁴⁶

Le Distributeur a envisagé augmenter artificiellement l'écart pointe / hors pointe. Cependant, les clients non-participants auraient eu à assumer toute la rémunération au-delà de 1,5 ¢/kWh avec un impact tarifaire contraire à l'encadrement fourni par le gouvernement ; il n'est donc pas avantageux de donner aux participants à la TDT une rémunération supérieure au signal des coûts marginaux.

Référence : HQD-12, Document 5, page 21

De l'avis du GRAME, compte tenu de la problématique de l'élasticité prix face à la consommation d'énergie et à l'inertie comportementale, cet « écart de prix pointe / hors pointe de 1,5 ¢/kWh sur une base annuelle » devrait être révisé à la hausse, à tous le moins un écart supérieur devrait être offert lors de l'expérimentation du projet pilote pour une partie de la clientèle sur une base volontaire.

Le GRAME ne considère pas plus artificiel l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les coûts à la marge du Distributeur que le choix d'un écart entre les tarifs proposés de l'ordre de 2 ¢/kW. En effet, l'écart de 1,5 ¢/kWh proposé par le Distributeur ne représente pas le coût à la marge du Distributeur, ce qui veut dire que le montant réclamé à la clientèle est simplement additionné ou soustrait de 1,5 ¢/kWh du prix actuel des tarifs, qui eux ne sont pas représentatifs des prix à la marge du Distributeur. Donc, le lien est difficile à établir, nous comparons deux choses différentes.

De cette manière, le Distributeur pourrait évaluer la différence entre les deux variables et l'impact sur l'effacement sur la réduction de la consommation et sur la propension à l'inertie entre des écarts de prix inférieur et supérieur.

⁴⁵ HQD-12, Document 5, page 20

⁴⁶ HQD-12, Document 5, page 20

Le GRAME propose d'expérimenter aussi un écart de 2 ¢/kWh sur une base annuelle tout en calibrant le tarif pour conserver sa neutralité.

Pour simplifier les données, le GRAME propose cet écart sur l'option DB qui comporte un écart nivelé de la prime de puissance. Il pourrait donc y avoir un tarif DC, semblable au tarif DB mais comportant un écart de 2 ¢/kWh au lieu de 1,5 ¢/kWh.

L'objectif est de mesurer l'élasticité prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec.

Nous comprenons donc que la TPC proposée pourrait être calibrer afin d'être neutre même avec des écarts pointe / hors pointe plus grands que 1,5 kWh.

En effet, en éliminant la contrainte du bas prix de l'option comme devant être supérieur au bas prix du tarif DT (4,08 ¢/kWh), il devient possible d'envisager d'augmenter l'écart pointe / hors pointe.

Puissance

Le Distributeur a envisagé de proposer une TPC comprenant un signal de prix pour le coût de puissance en fourniture de 10 \$/kW en hiver et de le charger lors des heures les plus achalandées du réseau. Le Distributeur retient 100 heures critiques et établit le prix en divisant le « 10 \$/kW par le nombre d'heures considérées critiques et d'ajouter ce montant au prix des heures de pointe en hiver. » Au point de vue du tarif, il s'agit d'un ajout de 10 ¢/kWh au prix de pointe en hiver.

Tel que le mentionne le Distributeur, « Il aurait été possible de faire apparaître le coût de la puissance dans le niveau de prix d'une simple TDT (tarification différenciée dans le temps) en hiver. Pour ce faire, il aurait fallu allouer la valeur de la puissance (10 \$/kW) aux quelque 2 800 heures d'hiver (4 mois * 720 heures par mois), soit 0,36 ¢/kWh. » « De l'avis du Distributeur, la structure résultante aurait dilué le signal de prix par rapport à une TPC. (Tarification pour période critique). »⁴⁷

Le GRAME est du même avis que le Distributeur et demande à la Régie d'accepter cette proposition.

⁴⁷ HQD-12, Document 5, page 22

Options proposées

Tarif DA

Le Distributeur propose un tarif DA basé sur les contraintes précitées et calibré sur le tarif D en vigueur au 1er avril 2007.

Ce tarif est reproduit au tableau 8 ci-dessous :

TABLEAU 8
TPC PROPOSÉE (TARIF DA)

	Hiver		Été		Tarif D
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
1 ^{re} Tranche	6,01	3,33	6,01	4,51	5,29
2 ^e Tranche	7,80	5,12	7,80	6,30	7,03
Hrs-critiques	17,80				

Référence : HQD-12, Document 5, page 25

En résumé ce tarif propose :⁴⁸

- ◇ 100 heures critiques réparties sur 25 blocs de quatre heures, maximum de deux blocs de suite *entre 7 h et 11 h et entre 17 h à 21 h* (la semaine seulement et jours fériés exclus) ;
- ◇ Un préavis de 15 hres : courriel, ligne 1-800 ou d'autres moyen
- ◇ En été, un écart de 1,5 ¢/kWh entre les heures de pointe et les heures hors pointe **peu importe la saison.**

Ce qu'il faut retenir c'est que les tarifs proposés DA comme DB reflète les revenus requis (coût moyens) mais que les structures proposées ne cherchent pas à reproduire une tarification en temps réel.

63.2. Veuillez commenter et faire le lien entre les coûts historiques de la réponse précédente et la structure des tarifs TDT et TPC proposée par le Distributeur.

*Le niveau des prix de la structure proposée de tarifs DA et DB reflète les revenus requis, soit les coûts moyens encourus par le Distributeur pour la clientèle domestique. Les structures proposées des tarifs DA et DB reposent sur la structure des coûts marginaux : écart pointe hors / pointe et coût de puissance en hiver (voir la pièce HQD-14, document 3, lignes 18-19 de la page 89 et 1 à 9 de la page 90). **Elles ne cherchent pas à reproduire une tarification en temps réel. (Nous surlignons)***

Référence : HQD-15, Document 1, Page 25 de 91

⁴⁸ HQD-12, Document 5, page 25

Le GRAME s'est préoccupé de l'évaluation des économies de la facture des clients et de leur capacité à modifier leurs comportements de consommation. La simplicité et l'accès à des ressources permettant une gestion de la demande, permettraient de faciliter ces modifications de comportement, comme l'installation de thermostats programmables. Nous vous référons à la section sur le tarif DT, où les composantes du système permettent, selon le cas, de gérer la demande automatiquement, donc grâce à la programmation du système de chauffage.

Nous souhaitons que les clients qui adhèrent à ce tarif se voient proposer systématiquement des mesures de gestions automatiques, pour notamment le contrôle de la température et donc de la chauffe des locaux, lorsque ces clients se chauffent à l'électricité. Le plus simple consiste en des thermostats programmables.

Ainsi, tel que le démontre le tableau 9, en supposant des déplacements de 20 % à 30 % des kWh normalement consommés en pointe vers les périodes hors pointe, les clients pourraient économiser environ de 3 à 4 % de leurs factures annuelles.

Référence : HQD-12, Document 5, page 26

Les économies réalisables grâce au tarif DA sont particulières à chaque client .Elles dépendent, entre autres, de sa consommation annuelle, de son profil de charge, de la capacité de déplacer ou non certains usages et du déplacement qui sera réellement réalisé.

Référence : HQD-12, Document 5, page 28

Le tarif DA, pour lequel 100 heures critiques s'appliqueront par blocs de 4 heures (soit 25 blocs par année), en hiver, au prix de 17,80\$ ¢/kWh et pourront survenir durant les jours de semaine en excluant les jours fériés, prévoit donc des déplacements potentiels de 20 % à 30 % de même qu'une réduction de la facture de l'ordre de 3 à 4 %.

ANNEXE C, ESTIMATION DES RÉDUCTIONS DE FACTURE DES CLIENTS, PARTICIPANTS À LA TPC

Consommation annuelle (kWh)	Facture annuelle \$	kWh pointe (60 %)	kWh déplacés de la pointe vers hors pointe			Économies annuelles \$ (kWh déplacés * 1,5 ¢/kWh)			Économies pour les kW effacés en période critique à 10 ¢/kW			Économies totales annuelles (\$)		% de la facture annuelle	
			20%	25%	30%	20%	25%	30%	1 kW	2 kW	3 kW	Min.	Max.	Min.	Max.
10 000	700	5 000	1 000	1 250	1 500	15,0	18,8	22,5	10,0			25,0	32,5	3,6	4,6
15 000	1 050	7 500	1 500	1 875	2 250	22,5	28,1	33,8	10,0			32,5	43,8	3,1	4,2
20 000	1 400	10 000	2 000	2 600	3 000	30,0	37,5	46,0	10,0	20,0		40,0	65,0	2,9	4,6
25 000	1 750	12 500	2 500	3 125	3 750	37,5	46,9	56,3	10,0	20,0	30,0	47,5	86,3	2,7	4,9

Référence : HQD-12, Document 5, Annexe C, page 117

Tarif DB

Donc le tarif DB se distingue du tarif DA, notamment par les taux différents appliqués en fonction des 15 premiers kilowattheures et de la prime de puissance. Donc, le tarif DB est semblable au tarif DA, sauf en ce qui concerne le signal de prix pour la puissance. En effet, celui-ci est dilué à l'intérieur même de la tarification par une augmentation de la tranche pour les premiers 15 kilowattheures d'énergie consommée. Tranche sur laquelle le consommateur ne peut pas réellement modifier son comportement, puisque peu élastique.

Le Distributeur commente le scénario en réponse à une demande de la Régie en précisant que le tarif DB permet de saisir un écart d'effacement pointe / hors pointe de tout signal de prix de puissance. Dans ce cas cependant, le fait d'avoir un écart moins important entre la composante hors pointe et pointe en hiver pour le tarif DB, aura aussi un effet sur l'incitatif financier apparent pour créer un changement de comportement chez la clientèle.

Quoi que plus simple pour le consommateur, ce tarif comporte à note avis un moins bon signal de prix.

C'est pourquoi le GRAME propose l'ajout d'un autre tarif expérimental comportant un écart sur l'option DB.

Il pourrait donc y avoir un tarif DC, semblable au tarif DB mais comportant un écart de 2 ¢/kWh au lieu de 1,5 ¢/kWh.

L'objectif est de mesurer l'élasticité prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec. Cet objectif pourrait être atteint en comparant le tarif DB et le tarif DC.

R-62.2 Le tableau suivant compare 4 structures tarifaires : une TDT incluant un coût de puissance de 10 \$/kW réparti sur les 2 800 heures d'hiver (compensé par une diminution de prix en été), une TDT incluant un coût de puissance de 10 \$/kW réparti sur 1 378 heures de pointe en hiver (compensé par une diminution de prix hors pointe en hiver) et les options DA et DB telles que proposées en preuve.

(.....)

Le scénario DB permet quant à lui, dans le cadre du projet pilote, d'isoler complètement les effacements pointe / hors pointe de tout signal de prix de puissance afin de saisir un écart d'effacement le plus pur possible, en heures critiques, entre les clients qui sont au tarif DA et ceux qui sont au tarif DB.

Tableau R-65.2

10 \$/kW-hiver sur les 2 800 heures d'hiver

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,24	4,74	5,88	4,38
2 ^e Tranche	7,95	6,45	7,59	6,09

10 \$/kWh-hiver sur 1 376 heures de pointe d'hiver

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,36	4,13	6,01	4,51
2 ^e Tranche	8,20	5,97	7,80	6,30

TDT proposée (tarif DB)

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,01	4,51	6,01	4,51
2 ^e Tranche	7,80	6,30	7,80	6,30

TPC proposée (tarif DA)

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,01	3,33	6,01	4,51
2 ^e Tranche	7,80	5,12	7,80	6,30
Hrs-critiques	17,80			

Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 26, lignes 4 à 10.

Référence : HQD-15, Document 1, Page 28 de 91

Position du GRAME sur la proposition de tarifs expérimentaux

Le GRAME aimerait voir dans les propositions de scénarios de tarification pour le projet pilote, une clause, qui serait appliquée sur une base volontaire, permettant aux clients du tarif DA de se voir effacer partiellement pour les 100 heures critiques. Cette clause offrirait une méthode de réduction préprogrammée de la température des locaux dans le cas de la clientèle se chauffant à l'électricité. Celle-ci pourrait être associée à l'installation de compteurs bidirectionnels ou plus simplement à l'installation de thermostats préprogrammés à cet effet.

Le fait que la clientèle soit TAE, non TAE ou partiellement TAE n'est pas une problématique, puisque toute chose étant égale par ailleurs, tous les clients sont libres de modifier leur type de charge ou de consommation. Cette proposition d'aide volontaire préprogrammée n'est certainement pas injuste envers ceux pour lesquelles elle ne peut pas s'appliquer.

Comme pour le cas des clients se chauffant au mazout, le fait que le Distributeur offre un programme d'aide pour les thermostats n'est pas un frein à ce financement.

C'est plutôt une mesure parallèle que le GRAME propose dans le but de permettre une quantification des économies et de l'effacement pouvant être réalisé par la variable chauffage.

La mesure de cette variable peut permettre au Distributeur de répondre à sa préoccupation de récupération de la charge de chauffage en période hors-pointe, tel que discuté à la section suivi des décisions.

1.15 Serait-il possible d'envisager un programme d'effacement de la demande sur une base volontaire pour les 100 ou les 300 heures de pointe ?

R1.15 Les tarifs et le projet pilote proposés répondent aux demandes du gouvernement et de la Régie et visent l'ensemble des ménages québécois (TAE, non TAE et partiellement TAE). La question du GRAME fait plutôt référence à un programme de gestion de la demande qui s'adresserait à une clientèle spécifique (TAE) tout en prenant pour acquis l'installation de compteurs bidirectionnels.

Référence : HQD-15, Document 7, Page 67 de 80

Toujours en terme d'effacement, nous souhaitons que le Distributeur mesure lors du projet pilote, l'effacement pouvant correspondre à une réduction de 1°C à 2°C degrés de la température ambiante des locaux.

Il est cependant évident que l'effacement devra être calculé en fonction du type de chauffage de sa clientèle. Comme en moyenne au Québec 80 % de la clientèle se chauffe à l'électricité, il serait surprenant que ce taux diffère grandement lors du projet pilote, parce que c'est surtout cette clientèle qui paie une facture plus élevée en électricité et qui pourrait être intéressés de voir sa facture réduite.

Comme le Distributeur n'a pas exploré cette option, nous suggérons fortement au Distributeur d'envisager de le faire dès la mise en place du projet pilote.

R-1.21 Le Distributeur constate que la proposition du GRAME s'inspire des pratiques observées ailleurs lorsqu'il s'agit d'augmenter le point de consigne de la climatisation alors que l'équivalent ne semble pas exister pour le chauffage.

D'autre part, le Distributeur ne peut présumer du type de chauffage qu'auront les clients qui participeront au projet pilote : ils pourront être TAE, partiellement TAE ou non TAE. Parmi les participants qui seront TAE, le Distributeur ne peut non plus présumer qu'ils auront des thermostats électroniques pour actionner leur système de chauffage.

Pour ces raisons, le scénario de réduction de la température de 1 ou 2°C via un mécanisme de contrôle est une hypothèse parmi d'autres que le Distributeur n'a ni explorée, ni évaluée.

Cependant, il est fort probable, si on tient compte des résultats des groupes de discussion sur le sujet — et cela sera à vérifier lors du projet pilote — que les clients qui participeront au projet pilote sont des gens sensibles à l'efficacité énergétique ou qui surveillent de près leur facture énergétique et qui ont déjà des comportements efficaces; ce faisant, ils maintiennent peut-être le point de consigne du chauffage à la limite du point de confort.

Supposer que la température soit abaissée de 1 ou 2°C signifie que la température ne sera plus dans la zone de confort, ce qui est contraire aux principes préconisés en efficacité énergétique.

Enfin, le Distributeur insiste sur le fait qu'un client n'a pas besoin d'un tarif dynamique pour abaisser son point de consigne à l'intérieur d'une zone de confort. Logiquement, si un client acceptait de le faire pour les 100 heures les plus froides de l'hiver au tarif DA il est à se demander pourquoi il ne le ferait pas tout l'hiver au tarif D.

Référence : HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 69, 70 et 71

Le GRAME est d'accord cependant avec le Distributeur avec le fait qu'un client n'a pas besoin d'un tarif dynamique pour abaisser son point de consigne à l'intérieur d'une zone de confort. Cependant si le fait d'abaisser ce point de consigne entraîne une réduction de sa facture, alors la combinaison risque d'être gagnante.

Les questions restantes sont bien sur : c'est quoi une zone de confort et qu'elle est la réduction de la facture envisageable suite à une baisse de la température en période de pointe et y a t il une récupération de charge consécutive, soit en période hors pointe, et si oui de quel ordre de grandeur.

1.20 Pourriez-vous calculer quelles seraient les économies en % de réduction de la facture résultant non pas du déplacement de certains usages, mais les économies moyennes en % qui pourraient résulter d'une réduction par exemple de 1°C dans la température ambiante d'une habitation (choisir différentes consommations type, donc plusieurs scénarios) lors des 100 heures critiques du tarif DA ?

R1.20 Les tarifs et le projet pilote proposés répondent aux demandes du gouvernement et de la Régie et visent l'ensemble des ménages québécois (TAE, non TAE et partiellement TAE). La question du GRAME fait plutôt référence à un programme de gestion de la demande qui s'adresserait à une clientèle spécifique (TAE) tout en prenant pour acquis l'installation de compteurs bidirectionnels.

Nous avons donc cherché des réponses, mais le projet pilote présenté par le Distributeur devrait tenir compte de ces questions et tenter d’y répondre.

Nous suggérons donc fortement au Distributeur d’offrir systématiquement ces mesures complémentaires de gestion de la demande pour la chauffe des locaux à sa clientèle.

La zone de confort

Le fait est qu'une variation de la température de l'ordre de 1°C de température ambiante par rapport à une consigne de 20°C en période de chauffe, entraîne selon l'Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, une différence de consommation d'au moins 7%.

Pourquoi parle-t-on d'au moins 7%, simplement parce que la température à l'extérieure est une variable importante. En effet, il faut plus d'énergie pour maintenir 1°C de plus à l'intérieur d'un bâtiment si la température externe est plus froide (-10°C) et encore plus lorsqu'elle est très froide (-20°C). C'est pourquoi nous espérons obtenir du Distributeur un ordre de grandeur des réductions potentielles de consommation. Ces données nous permettraient d'évaluer l'ordre de grandeur des économies potentielles de l'utilisation de mesures complémentaires de gestion de la température des locaux. Une telle compréhension des économies potentielles permettrait de faire la promotion d'un changement comportemental.

PRINCIPES

Le confort thermique est probablement l'un des éléments venant le plus vite à l'esprit lorsque l'on pense au confort dans un bâtiment. Assurer une sensation de chaleur en hiver et préserver des surchauffes en été est depuis longtemps un souci majeur pour les architectes et bureaux d'études. Mais le confort thermique est quelque chose qu'il n'est pas facile de définir, et donc d'assurer, et qui n'est pas limité à la température.

Page 6

Derrière la sensation de confort, se cache la façon dont les installations sont régulées. Le système de régulation doit permettre à l'occupant de définir lui-même, en fonction de ses sensations et de la situation particulière du local dans lequel il se trouve, les conditions climatiques qu'il jugera confortable.

Or, une variation de 1°C de température ambiante par rapport à une consigne de 20°C en période de chauffe, entraîne une différence de consommation d'au moins 7%. La réflexion développée ici a donc potentiellement un impact environnemental important. L'information des occupants et leur bonne compréhension du système de régulation sont dès lors primordiaux.

Référence : Redéfinir la notion de confort Thermique, guide pratique pour la construction et la rénovation durables de petits bâtiments - recommandation pratique CSS13 – Bruxelles environnement – institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, février 2007

Exemple de programme

À titre d'exemple de programme, le *peaksaver*TM permet aux abonnés de l'Ontario de réduire la demande en électricité en période de pointe. En effet, les abonnés sont invités, sur une base volontaire, « ...à faire installer dans leur foyer un dispositif qui permet à leur fournisseur local d'électricité de réduire la climatisation centrale pendant les périodes de pointe, comme les après-midi de canicule en semaine. » Le programme *peaksaver*TM fonctionne comme suit :

« Les abonnés sont invités à faire installer dans leur foyer un dispositif qui permet à leur fournisseur local d'électricité de réduire la climatisation centrale pendant les périodes de pointe, comme les après-midi de canicule en semaine. Comme le ventilateur du climatiseur central continue de faire circuler l'air à l'intérieur, le foyer des abonnés reste frais.

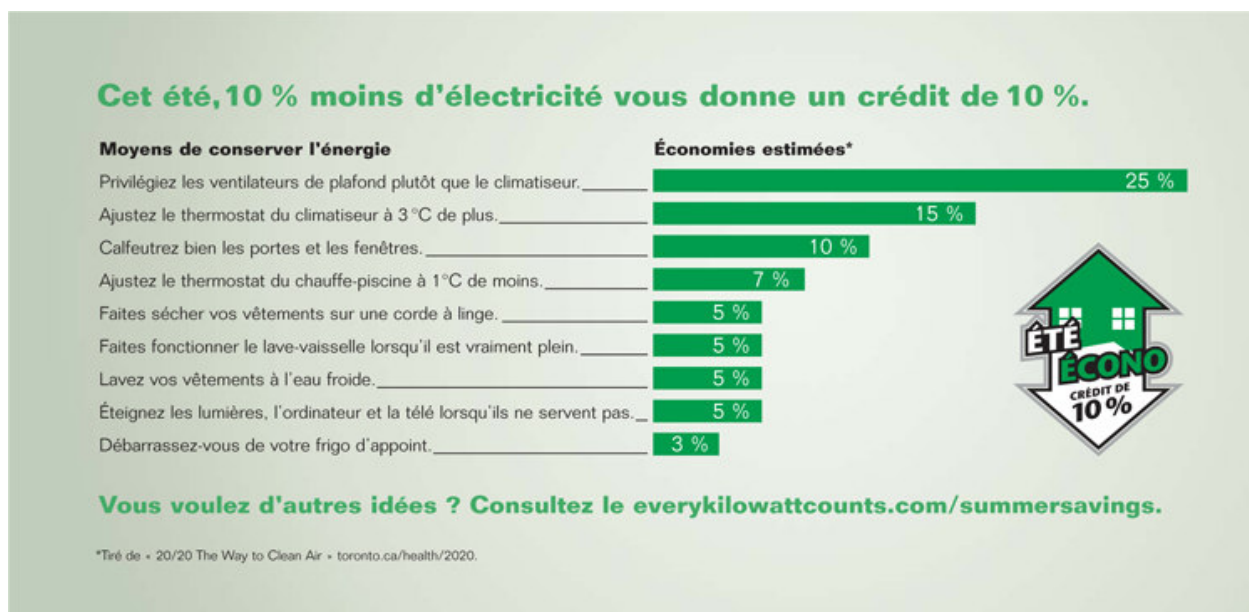
« En prime, l'Ontario Power Authority remet 25 \$ aux abonnés en guise de remerciement.

« L'OPA est fière d'offrir ce programme de concert avec certains fournisseurs locaux participants, dès les mois de juin. Vous recevrez sous peu des renseignements supplémentaires. »

Référence : http://www.everykilowattcounts.ca/French/Secondary/highlight_peaksaver.shtml

D'autre part, un crédit de 10 % sur l'utilisation d'électricité est proposé au participant du programme. Ce programme « économies d'été » était en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2007.

Dans le cadre du projet pilote du Distributeur, un tel calcul pourrait être fait avec une estimation des économies réalisables en abaissant par exemple de 1 C la température de chauffe des locaux par rapport à une température de référence (elle doit correspondre aux habitudes de la clientèle par le passé). Ce calcul pourrait être présenté à la clientèle participante au projet pilote à titre éducatif, comme c'est le cas pour le programme « peaksaver », voir ci-dessous.



Projet pilote proposé par le Distributeur

Groupe de travail : suivi de la décision D2007-12

Éléments présentés lors de cette journée

Comme l'avait demandé la Régie dans sa décision D-2007-123, le Distributeur a présenté en séance de travail ses propositions de réforme tarifaire aux intervenants et à la Régie et dépose à l'annexe A du présent document un compte-rendu de cette rencontre qui a eu lieu le 6 juin 2007.

Référence : HQD-12, document 2, page 7

Le GRAME avait proposé au dossier R-3610-2006 que « *soit mis en place un groupe de travail qui analyserait le potentiel d'une tarification différenciée. Ce groupe de travail devrait être composé, notamment, de représentants du présent dossier ainsi que de consultants ayant une expérience pertinente en la matière ou ayant déjà travaillé au Canada et notamment au Québec à l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs.* »⁴⁹

Le GRAME tient à souligner la qualité de l'information présentée lors de cette journée sur la tarification et la qualité des professionnels qui l'ont présentés. Le GRAME est très satisfait d'avoir pu discuter ouvertement de ses préoccupations lors de cette journée.

Cependant, le GRAME aurait cependant souhaité un débat plus poussé avec la présence d'invités « expert indépendant » reconnus dans les domaines « de l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs. »

En effet, d'une part le temps requis pour la séance de travail était trop court pour pouvoir aborder en profondeur tous les sujets à discuter et d'autre part la présence d'experts reconnus aurait permis des discussions plus élaborées sur la tarifications différenciés et le mesurage intelligent.

Le GRAME souhaiterait également, tel qu'il la mentionné au Distributeur lors de cette rencontre et des discussions qui l'ont suivies, que certaines considérations relatives à la gestion de la demande et à la quantification des avantages et des bénéfices autres soient pris en compte lors de la mise en place du projet pilote.

Type de compteurs

La gestion du chauffage électrique

La gestion du chauffage électrique est une mesure qui devrait être combinée au projet pilote. En effet, la mesure des effets croisés peut être parfois significative. Par exemple, un incitatif financier accouplé à un bon signal de prix est une chose, mais la gestion et la simplification de l'application de ces incitatifs l'est autant. En d'autre mot, le projet est basé sur une adhésion

⁴⁹ Preuve du GRAME, R-3610-2006, C-8- 6 GRAME, page 24

volontaire. Une fois le principe accepté d'une tarification permettant des économies advenant une modification comportementale, la mise en place d'instruments appropriés (compteurs avancés et thermostats programmables) permettant de gérer ces modifications sans effort demeure un atout important.

Le GRAME s'est demandé comment le Distributeur pourrait faciliter la tâche à la clientèle qui adhèrera volontairement à cette expérience tarifaire, à ce projet pilot.

Considérant la préoccupation des consommateurs à l'égard de l'efficacité pour des raisons d'économie d'énergie et de réduction de leur facture.

Considérant qu'une réduction de la chauffe des locaux est l'une des variables pouvant affecter la consommation totale en énergie. Le GRAME suggère d'introduire des moyens permettant aux consommateurs d'effectivement réduire leurs consommations d'énergie.

Considérant que le Distributeur n'a pas considéré de réduction réelle de la consommation totale dans la réduction de 3 à 4 % de facture des clients participants à la TPC, mais seulement le déplacement de charge entre les plages horaires.

Le GRAME souhaite que le Distributeur prenne en compte les avantages pour sa clientèle de réduire leur consommation grâce à leur participation à ce projet pilot et qu'il offre à cette clientèle des moyens pour y parvenir. Des moyens faciles à mettre en oeuvre, tout en étant des mesures volontaires, c'est à dire que le client peut refuser de les mettre en place le cas échéant et ce sans pénalité.

2.1 Pourriez-vous confirmer si l'estimation des réductions de facture des clients participants à la TPC, tel qu'apparaissant à l'annexe C, ne comprend pas l'estimation d'une réduction de la consommation réelle, mais seulement pour un déplacement de charge entre les plages horaires ?

R 2.1 Le Distributeur le confirme.

Référence : HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 77

Le GRAME s'est demandé s'il est raisonnable de penser qu'effectivement, il pourrait y avoir une réduction de la chauffe des locaux sans récupération ou déplacement, ne serait-ce que de l'ordre de 1°C à 2°C en moyenne ? Si tel est le cas, la réduction de la facture de cette clientèle pourrait être significativement plus élevée que de 3 à 4 %. Le Distributeur croit que le projet pilote permettra de répondre à cette question.⁵⁰

Nous suggérons fortement au Distributeur d'adhérer à ce concept et de proposer l'accès à des thermostats programmables, qui prendront en charge des réductions de la température de l'ordre de 1°C à 2°C selon le client, lors des périodes de pointe.

Comme le Distributeur se dit préoccupé par l'idée de modifier directement la température de sa clientèle par le biais d'un compteur avancé et ce pour des raisons d'éthiques, la solution pour vérifier l'impact d'une réduction de la température pourrait être faite via des compteurs programmables.

Ceux-ci cependant, une fois réglés, avec l'accord des participants, pour réduire la température de 1 C ou de 2 C ne devrait pas pouvoir être modifiés à tous les jours par le client, mais devoir l'être suite à une demande à cet effet. En effet, dans le cas contraire il sera impossible au Distributeur d'analyser l'impact de la réduction de la chauffe sur la consommation totale d'énergie de cette clientèle.

Ci-dessous, un exemple de thermostat qui permet la programmation selon des modes de confort incluant une baisse de température de 1°C, de 2°C et de 3,5°C, selon le cas.

PACK LABEL, Guide d'utilisation, Performance, Gestionnaire d'énergie programmation hebdomadaire 2 zones, Réf. : 6050237

⁵⁰ Référence : HQD-15-07_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 77

Le fil pilote

Pour commander le chauffage, le PACK LABEL utilise le fil pilote :

- indépendant de l'alimentation électrique du chauffage, il permet de transmettre les ordres Confort, Economie, Médio, Modérato, Hors-Gel ou Arrêt choisis par le PACK LABEL.

Ordre envoyé par le PACK LABEL	Température correspondante sur l'élément de chauffe
Confort ☀	Réglage Confort (molette thermostat)
Médio 🌄	-1°C par rapport au réglage Confort (selon modèle)
Modérato 🌅	-2°C par rapport au réglage Confort (selon modèle)
Economie 🌙	-3,5°C par rapport au réglage Confort (selon modèle)
Hors-Gel ❄️ ou 🏠	Hors-Gel fixe à 7°C ou 8°C (selon modèle)
Arrêt ⏻	Arrêt du chauffage

- en fonction de l'ordre reçu, de son propre réglage et de la température dans la pièce où il est installé, chaque appareil de chauffage s'enclenchera.

<http://catalogue.flash.fr/default?ni=914852&ci=9&app=Catal>

Le coût des compteurs

La mesure des coûts est une des variables décisionnelles en gestion de projet. Nous avons discuté dans le cas de l'Ontario des prix des compteurs ayant des spécifications minimales. En effet, l'Ontario est un exemple de déploiement à grande échelle de compteurs intelligents associé à une tarification différencié dans le temps selon l'heure de la consommation.

De notre compréhension, les propositions du Distributeur reflètent plutôt une tarification en période critique et hors-saisonnière, qu'une tarification différenciée dans le temps selon l'heure de la consommation.

Quoi qu'il en soit, il est exact que les coûts relatifs à l'utilisation d'une nouvelle technologie seront fonctions du type de technologie retenu pour notamment le mesurage. D'autre part, puisque cette tarification sera offerte tout d'abord sur une base volontaire, le Distributeur se heurte à une problématique de répartir ces coûts de gestion et de mise en place (mesurage, équipement informatique, formation du personnel, etc.) sur un moins grand nombre d'abonnés. Donc, le coût dépendra du taux de participation de la clientèle. Taux que le Distributeur a évalué à 10 %, lorsque cette tarification sera offerte à l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Les types de compteurs envisagés pour le projet sont donc limités en fonction des objectifs retenus par le Distributeur. Nous ne discuterons pas de ces points au présent dossier. Il faut retenir que l'évaluation des coûts et des estimés soumis par le Distributeur doit être considérée avec prudence, comme nous l'avons observé lors de ses propos sur sa vigie et le cas de l'Ontario.

Paramètres du projet pilote

Tel que mentionné par le Distributeur, « *l'objectif principal de ce projet pilote est de mesurer les déplacements de charge des clients des heures de pointe vers les heures hors pointe ainsi qu'au cours des heures critiques. Ce faisant, le Distributeur souhaite valider la justesse du calibrage de l'option proposée ainsi que mesurer sa contribution à la réduction de la demande en pointe.* »⁵¹

Le GRAME souhaiterait que le Distributeur évalue aussi la réduction totale de consommation résultant spécifiquement de la variable chauffage des locaux.

Le GRAME est très satisfait que, « *Puisque la demande en électricité des ménages est liée à la température* », le Distributeur souhaite évaluer (1) les déplacements de charges en fonction des zones climatiques et (2) « *vérifier si l'offre d'un accompagnement en efficacité énergétique peut améliorer l'effet d'une tarification dynamique* ». La recherche de cette information répond à une préoccupation directe du GRAME.

Puisque la demande en électricité des ménages est liée à la température, le Distributeur souhaite évaluer les déplacements de charges selon différentes zones climatiques.

Le Distributeur souhaite également vérifier si l'offre d'un accompagnement en efficacité énergétique peut améliorer l'effet d'une tarification dynamique. Il s'agit ici d'offrir de l'information sur les gestes qui peuvent être posés pour réduire la demande en pointe, sur les accessoires qui peuvent être utilisés pour certains usages (minuterie) ou sur les options disponibles.

Le Distributeur souhaite également étudier plus à fond l'impact de la TDT pour les ménages à faible revenu auxquels un accompagnement en efficacité énergétique sera également offert.

Référence : HQD-12, Document 5, Page 42 de 135

⁵¹ Référence : HQD-12, Document 5, Page 40 de 135

Le recrutement

Les participants seront recrutés via une sollicitation postale dans trois zones géographiques. Les clients seront informés de la tenue du projet pilote en tarification dynamique et seront appelés à y participer en retournant une enveloppe réponse et en répondant à un court questionnaire.

Référence : HQD-12, Document 5, Page 46 de 135

Le GRAME propose que soit offert aux participants la possibilité de participer à un concours promotionnel tel que pour le projet de BC Hydro ou à toute autre promotion pouvant favoriser la participation de la clientèle du Distributeur.

Par exemple, BC Hydro propose aux participants sur une période de deux ans, une chance de gagner des articles Énergy Star d'une valeur de \$8 000 chacun.

Le GRAME laisse le Distributeur proposer quel pourrait être le type de promotion pouvant être offert, l'objectif étant de faciliter le recrutement et donc de faciliter la réalisation de ce projet. L'idéal serait évidemment de limiter la répartition géographique de ce projet pilote afin de réduire les coûts de gestion.

Coût du projet pilote

Le coût du projet pilote tel que présenté dans les pages précédentes est estimé à 5,8 M\$, soit 5,3 M\$ plus une contingence de 10 %.

Référence : HQD-12, Document 5, Page 49 de 135

Le GRAME demande à la Régie d'accepter le budget prévu pour ce projet pilote.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Suivi de la décision D-2006-34 (Dossier R-3579-2005)

Considérant que le Distributeur a, notamment, comme préoccupation le phénomène de réduction de consommation de chauffe en période de pointe suivi du phénomène de reprise de la charge, le GRAME réitère l'importance de conclure sur la variable chauffage dont il a été question de nombreuses fois aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2007.

Suivi de la décision D-2007-12 (Dossier R-3610-2006)

Le GRAME est du même avis que la Régie quant à l'applicabilité d'une tarification saisonnière dans un contexte québécois. Le GRAME est en faveur de l'utilisation d'une technologie ayant comme objectif d'établir une tarification reflétant, notamment, les coûts marginaux de long terme. Le GRAME considère que d'autres types de technologie, que celle de la lecture par radiofréquence, peuvent aussi être explorées dans le cadre du projet pilote.

Le Cas de l'Ontario

Concernant l'analyse des coûts engendrés par la technologie des compteurs avancés, le GRAME ajoute que la lecture des informations fournies par le Distributeur doit être faite avec énormément de prudence afin de ne pas tirer de conclusions erronées pouvant porter préjudice aux décisions qui seront prises et aux choix qui seront faits en matière de technologies de mesurage comme celle des compteurs avancés.

C'est pourquoi le GRAME a fortement insisté aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006 sur la création d'un comité composé d'experts dans le domaine pouvant être en mesure d'éclairer la Régie de manière impartiale sur ces sujets très techniques. Le GRAME maintient cette position.

Effacement, chauffage ou climatisation

Le GRAME s'est demandé si l'observation de l'effacement au Québec et en Ontario pouvait être différent puisque le chauffage des locaux est la variable qui différencie ces deux marchés.

L'intérêt de comparer les deux marchés grâce au projet pilote proposé par le Distributeur, demeure une opportunité pour le Distributeur et sa clientèle. Il faut donc arriver à comprendre la valeur de l'effacement dans un contexte québécois de la chauffe des locaux, donc proposer un projet pilote qui permette ce mesurage et cette comparaison.

Exemples de projets pilotes

Concernant le projet pilote de BC Hydro, il faut noter qu'une réduction réelle de la consommation de l'ordre de 7,6 % durant la période de pointe en hiver a été observé alors que la réduction de consommation en énergie durant les heures de pointe, soit la réduction incluant la

conservation de l'électricité (réduction) et le transfert d'usage à des périodes en dehors des pointes a été plus importante, soit de l'ordre de 11,5 % à 15,9 %.

Ces résultats sont très prometteurs pour le Québec. Il faudra suivre très attentivement les paramètres de ce projet et la structure du marché de la clientèle de BC Hydro, notamment le pourcentage de la clientèle se chauffant à l'électricité.

Tarification dynamique

Le Distributeur souligne l'importance dans l'élaboration d'une tarification dynamique d'avoir un bon signal de prix, ce que le GRAME souscrit entièrement.

Le GRAME est en faveur d'une révision générale des tarifs permettant de refléter un juste signal de prix, notamment afin de refléter les variations de prix en fonction des saisons et des heures de la journée.

Le choix d'une consommation moins élastique, la limite établit à 15 kWh : le GRAME est d'accord avec cette idée.

Le GRAME croit cependant qu'il ne serait pas suffisant pour instaurer une tarification horo-saisonnière, de se baser strictement sur l'écart des coûts marginaux long terme entre les périodes de pointes et les périodes hors-pointes du Distributeur pour créer un incitatif financier suffisant incitant un changement comportemental.

Nous ne croyons pas que l'ampleur des changements de structure doit être nécessairement déterminée de manière strictement par les coûts marginaux de long terme, mais que d'autres variables doivent être étudiées, comme l'est l'élasticité du prix et l'incitatif financier.

PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR

Hausse du tarif DT

Le GRAME est aussi en accord avec la vision du Distributeur pour la hausse envisagée. En effet, la tarification actuelle semble suffisamment dissuasive pour inciter la clientèle à utiliser une source alternative d'énergie.

Signal des coûts marginaux de fourniture de long terme

Le GRAME soutient que l'écart retenu de 1,5 ¢/kWh pointe / hors pointe est un écart et non le reflet d'une structure marginale des coûts. En effet, le Distributeur a simplement mesuré l'écart entre deux coûts à la marge de long terme. Donc, l'écart choisi appliqué sur les tarifs actuels ne permet pas de refléter les coûts réels à la marge de long terme.

Nous tenons à faire remarquer qu'il serait approprié de se baser sur une mesure de l'élasticité du prix de la demande en énergie, tout en ayant comme principe une relative neutralité tarifaire.

Notons également que le Distributeur choisi comme signal de prix le « ...coût évité pour le prix de la puissance est maintenu à 10 \$/kW-an ». Ce qui semble raisonnable puisqu'il représente non pas un écart entre deux valeurs, mais le prix de la puissance en hiver aux heures critiques, se rapprochant donc plus d'une tarification en temps réel.

Neutralité tarifaire

Nous sommes en accord avec le concept de redistribution complète des montants économisés suite à une modification de la consommation d'une période de consommation à une autre période à la fois pour la composante énergie et la composante puissance. Le GRAME est en faveur du concept de neutralité tarifaire dans la mesure où les économies sont retournées à la clientèle.

Groupe de travail : suivi de la décision D2007-12

Le GRAME tient à souligner la qualité de l'information présentée lors de cette journée sur la tarification et la qualité des professionnels qui l'ont présentés. Le GRAME est très satisfait d'avoir pu discuter ouvertement de ses préoccupations lors de cette journée.

Cependant, le GRAME aurait souhaité un débat plus poussé avec la présence d'invités « expert indépendant » reconnus dans les domaines « *de l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs.* »

En effet, d'une part le temps requis pour la séance de travail était trop court pour pouvoir aborder en profondeur tous les sujets à discuter et d'autre part la présence d'experts reconnus aurait permis des discussions plus élaborées sur les tarifications différenciées et le mesurage intelligent.

Le GRAME souhaiterait également, tel qu'il l'a mentionné au Distributeur lors de cette rencontre et des discussions qui l'ont suivies, que certaines considérations relatives à la gestion de la demande et à la quantification des avantages et des bénéfices autres soient pris en compte lors de la mise en place du projet pilote.

La gestion du chauffage électrique

Considérant qu'une réduction de la chauffe des locaux est l'une des variables pouvant affecter la consommation totale en énergie ;

Considérant que le Distributeur n'a pas considéré de réduction réelle de la consommation totale dans la réduction de 3 à 4 % de facture des clients participants à la TPC, mais seulement le déplacement de charge entre les plages horaires ;

Le GRAME souhaite que le Distributeur prenne en compte les avantages pour sa clientèle de réduire leur consommation grâce à leur participation à ce projet pilote et qu'il offre à cette clientèle des moyens pour y parvenir. Des moyens faciles à mettre en œuvre, tout en étant des mesures volontaires, c'est à dire que le client peut refuser de les mettre en place le cas échéant et ce sans pénalité.

Nous suggérons fortement au Distributeur d'adhérer à ce concept et de proposer l'accès à des thermostats programmables, qui prendront en charge des réductions de la température de l'ordre de 1° C à 2° C selon le client, lors des périodes de pointe

Paramètres du projet pilote

Le GRAME est très satisfait que, « *Puisque la demande en électricité des ménages est liée à la température* », le Distributeur souhaite évaluer (1) les déplacements de charges en fonction des zones climatiques et (2) « *vérifier si l'offre d'un accompagnement en efficacité énergétique peut améliorer l'effet d'une tarification dynamique* ». La recherche de cette information répond à une préoccupation directe du GRAME.

Le GRAME souhaiterait que le Distributeur évalue la réduction totale de consommation résultant spécifiquement de la variable chauffage des locaux.

En terme d'effacement, nous souhaitons que le Distributeur mesure lors du projet pilote, l'effacement correspondant à une réduction de 1° C à 2° C degrés de la température ambiante des locaux.

Les questions en suspens devront être répondues avec le projet pilote : comment se détermine une zone de confort et qu'elle est la réduction de la facture envisageable suite à une baisse de la température en période de pointe et existe-t-il une récupération de charge consécutive, soit en période hors pointe, et si oui de quel ordre de grandeur.

Nous suggérons donc fortement au Distributeur d'offrir systématiquement des mesures complémentaires de gestion de la demande pour la chauffe des locaux à sa clientèle

Le GRAME propose aussi d'expérimenter un écart de 2 ¢/kWh sur une base annuelle tout en calibrant le tarif pour conserver sa neutralité.

Pour simplifier les données, le GRAME propose cet écart sur l'option DB qui comporte un écart nivelé de la prime de puissance. Il pourrait donc y avoir un tarif DC, semblable au tarif DB mais comportant un écart de 2 ¢/kWh au lieu de 1,5 ¢/kWh. L'objectif est de mesurer l'élasticité du prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec.

Le recrutement

Le GRAME propose que soit offert aux participants la possibilité de participer à un concours promotionnel tel que pour le projet de BC Hydro ou à tout autre promotion pouvant favoriser la participation de la clientèle du Distributeur.

Coût du projet pilote

Le GRAME demande à la Régie d'accepter le budget prévu pour ce projet pilote.