

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No. : **R-3788-2012**

Hydro-Québec Distribution

(ci-après nommé le Distributeur)

Demanderesse

et

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie
(GRAME)**

Intervenant

ARGUMENTATION DU GRAME

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

1. Le présent dossier découle de la demande d'approbation du projet Lecture à distance (LAD) déposée au dossier R-3770-2011. En effet, le 2 février 2012, lors de la conférence préparatoire pour le dossier LAD, Me Lassonde a demandé au Distributeur de prévoir une solution pour les clients réticents à recevoir un compteur de nouvelle génération:

« Et il faut que le Distributeur trouve des solutions à cette problématique. Ces solutions, sans vous dire quoi faire, le Distributeur, ça peut se situer au niveau de la façon de déployer le projet s'il était...évidemment s'il était autorisé, ou ça peut aussi se situer au niveau des conditions de service offertes aux personnes qui ne voudraient pas de compteurs émettant des radiofréquences. »¹

2. Le GRAME participe à titre d'intervenant au dossier R-3770-2011, dans lequel sa position est basée sur la preuve de son expert, m. Edmund P. Finamore, reconnu expert en réseaux intelligents par la Régie dans la décision D-2011-145 :

¹ R-3770-2011, Notes sténographiques du 2 février 2012, p. 7, lignes 16 à 24

« [10] La Régie accorde à monsieur Edmund P. Finamore un statut d'expert en réseaux intelligent. L'examen de l'expérience de monsieur Finamore indique qu'il a une expérience pertinente en amont et en aval des différentes étapes de projets semblables au présent Projet. »²

3. Au présent dossier, la Régie a énoncé par la décision D-2012-044 qu'elle ne nécessitait pas l'opinion d'un expert quant aux autres options de retrait offertes ailleurs dans le monde :

« [10] Enfin, en ce qui a trait au dépôt d'un balisage des options de retrait offertes ailleurs, bien que l'examen du sujet soit pertinent, la Régie estime qu'il s'agit plus d'une question de fait que d'une question d'expertise. Elle juge ainsi que l'opinion d'un expert à cet effet n'est pas requise »³.

4. Le GRAME a donné mandat à monsieur Finamore, à titre d'analyste externe, d'effectuer un balisage des différentes options de retrait offertes par les distributeurs d'électricité aux États-Unis, la Régie ayant énoncé qu'elle considérait le balisage pertinent.
5. Le GRAME a déposé le balisage réalisé par m. Finamore (C-GRAME-0007) en annexe de son rapport principal⁴. Cette étude a pour objectif d'offrir à la Régie une vue d'ensemble objective et générale des différentes options de retrait offertes aux États-Unis par les entreprises déployant des réseaux de communication IMA.
6. Bien que monsieur Finamore ne soit pas venu témoigner physiquement, celui-ci a affirmé solennellement devant un notaire public de l'état de l'Ohio autorisé à recevoir le serment, que la pièce C-GRAME-0007 contenait de l'information qui à sa connaissance était véridique. Monsieur Finamore a ainsi adopté cette pièce pour valoir comme son témoignage écrit pour la présente audience⁵.
7. Aucune question de nature technique ou technologique portant sur le balisage de M. Finamore n'a été adressée au GRAME par le Distributeur, ni lors des demandes de renseignements écrites, ni lors des audiences.
8. Considérant que le Distributeur a décidé d'offrir une option de retrait à sa clientèle, une comparaison des conditions retenues par les autres distributeurs offrant l'option de retrait apparaît pertinente.
9. La position du GRAME au présent dossier se base donc d'abord sur une comparaison entre les options de retrait offertes aux États-Unis et les conditions prévues par ces distributeurs. Le contexte particulier du Québec ainsi que le cadre réglementaire en vigueur a été pris en compte par le GRAME dans son mémoire.

² R-3770-2011, D-2011-145, p. 7, par. 10

³ D-2012-044, p. 5, par. 10

⁴ C-GRAME-0006

⁵ Affidavit déposé sous la cote C-GRAME-0010

10. L'analyse réalisée par le GRAME tient aussi compte de la particularité du réseau du Distributeur et du contexte énergétique québécois énoncé dans la Stratégie énergétique du Québec. Mme Moreau a une bonne connaissance des enjeux du Québec en cette matière et les recommandations qui sont émises dans le rapport du GRAME le reflètent.
11. Les conclusions et recommandations du GRAME tiennent également compte des contraintes du déploiement du projet LAD, comme par exemple le resserrement des normes à Mesures Canada sur les compteurs électromécaniques dont faisait état la procureure du Distributeur lors du contre-interrogatoire du GRAME.⁶
12. Enfin, la position du GRAME au présent dossier est en lien direct avec ses recommandations présentées au dossier R-3770-2011.

1. La solution technique retenue (HQD-1, doc. 1, section 3.1)

Évaluation de la solution par le Distributeur

13. La solution technique retenue par le Distributeur pour les clients qui choisiraient l'option de retrait est « un compteur non-communicant déjà approuvé par Mesures Canada et homologué selon les normes du Distributeur »⁷.
14. Cette solution a le mérite d'être simple mais le GRAME n'est pas convaincu que le Distributeur a suffisamment évalué les différents choix technologiques envisageables à offrir dans le cadre d'une option de retrait à sa clientèle en 2012.
15. Monsieur Abiad a confirmé avoir débuté son évaluation de la solution technique à retenir suite à la demande de la Régie au printemps dernier⁸. Cette situation ou ce besoin n'aurait donc pas été identifié par le Distributeur lors des appels de propositions pour le Projet LAD.
16. Par conséquent, les propositions offertes en réponse à l'appel de propositions ne pouvaient inclure de solution alternative pour l'option de retrait, tel que confirmé par la réponse 5.5 du Distributeur à la demande de renseignements du GRAME⁹.
17. Tel qu'énoncé par son témoin lors de sa présentation, le GRAME est préoccupé par le choix de la solution technique retenue par le Distributeur en mars 2012 puisque les compteurs non-communicants ne permettront pas la tarification différenciée dans le temps¹⁰, ni la plupart des fonctionnalités d'un réseau IMA.¹¹

⁶ Notes sténographiques du 15 juin, pages 115 et 116, Q. 109

⁷ HQD-1, doc. 1, p.8

⁸ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 182, Réponse 171 : « M. Georges Abiad : Je dirais peut-être mars, avril de cette année ».

⁹ HQD-3, doc. 5, p. 11, question 5.5. En réponse à la question 5.5 de la demande de renseignements du GRAME, le Distributeur indiquait qu'« aucune des 6 propositions n'incluaient l'offre de capacité de mise en dormance ».

¹⁰ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 193 [192]

¹¹ Notes sténographiques du 13 juin 2012, pages 221 à 224

18. À cet égard, le GRAME souligne que l'un des objectifs du projet Lecture à distance (LAD) déposé au dossier R-3770-2011 est « la possibilité d'évolution technologique permettant éventuellement d'offrir de nouveaux services aux clients et de mettre en place des mesures de gestion du réseau. »¹²
19. De plus, le Distributeur n'a pas prévu d'alternative pour les clients qui choisiront d'adhérer à l'option de retrait :

« Q. (194) Mais pour les clients qui vont refuser d'adhérer à ça, qui vont plutôt opter pour l'option de retrait, avez-vous pensé à une alternative pour ces clients?

R. Écoutez, à ce moment-ci, là, ce n'est pas, ce n'est pas la situation, non. »¹³

Le compteur IMA radio off

20. Selon la preuve du Distributeur, il est le seul distributeur canadien à offrir une option de retrait à sa clientèle.¹⁴
21. Le Distributeur a déposé, en annexe de sa preuve principale, un tableau présentant trois (3) Projets IMA avec option de retrait approuvée et en opération aux États-Unis¹⁵.
22. Dans ce tableau, le Distributeur présente une information selon laquelle la Central Maine Power prévoit des frais de 20\$ à l'entrée et de 10.50\$ par mois pour un « compteur IMA radio off »¹⁶. Selon les conditions de service de la Central Maine Power, les frais sont moins élevés pour le compteur mis à « off » que pour le compteur électromécanique¹⁷.
23. Selon les réponses du Distributeur aux demandes de renseignements de l'ACEF de l'Outaouais et du GRAME, cette fonctionnalité n'est pas encore disponible sur le marché¹⁸.
24. En audience, m. Brassard, témoin du Distributeur, nous réfère au site internet de la Central Maine Power :

« Si vous allez sur le site de cette utilité-là, vous allez voir que l'option elle n'est pas encore disponible. Elle a été encore retardée puis elle est rendue à la fin de l'année deux mille douze (2012). [...] »¹⁹ (notre souligné)

¹² C-UC-RNCREQ-0014 (Section : Objectifs et justification du projet LAD)

¹³ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 194, lignes 10 à 15

¹⁴ HQD-1, doc. 1, p.11

¹⁵ HQD-1, doc. 1, p. 21

¹⁶ HQD-1, doc. 1, p. 21 Annexe

¹⁷ HQD-1, doc. 1, p. 21 Annexe : Les frais pour le compteur électromécanique sont de 40\$ à l'entrée et de 12\$ par mois.

¹⁸ HQD-3, doc. 2, p. 18, Q.12 b) et HQD-3, doc. 5, p. 10, Q.5.1

¹⁹ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 88, lignes 21 à 25

25. Le Distributeur ne s'est pas informé des bénéfices que ce compteur dont la radio émettrice peut être mise en dormance pourrait apporter à sa clientèle, ni des raisons pour lesquelles il est moins cher pour la clientèle, selon les réponses obtenues en audience:

« On ne peut pas savoir. C'est de la spéculation à ce moment-là. Il faudrait savoir, il faudrait parler avec les gens qui ont fait le tarif. »²⁰ (notre souligné)

26. Pour cette raison, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de s'informer auprès de la Central Maine Power quant à l'option de compteur IMA radio off et de ses avantages pour la clientèle du Maine.

27. La Central Maine Power a même inclus à l'article 12.11 b) de ses Tarifs et conditions un prix pour un tel type de compteur, en précisant une alternative au cas où ce compteur ne serait pas disponible lorsque le client décidera d'exercer l'option de retrait :

“b) a standard wireless smart meter with the internal network interface card operating in receive-only mode. A customer selecting this alternative will pay (i) an Initial Charge of \$20.00 per meter, which will appear on the customer's first bill following the date the customer chooses this alternative and; (ii) a Recurring Monthly Charge of \$10.50 per meter beginning by the later of October 1, 2011 or the date the customer chooses this alternative.

If these meters are not available at the time the customer requests this option, the customer may retain their existing electro-mechanical meter and pay the Initial Charge and Recurring Monthly Charge described in subsections b(i) and b(ii). A customer who initially selects a standard wireless smart meter with the internal network interface card operating in receive-only mode but decides to retain their existing electro-mechanical meter will be billed the Initial Charge and Recurring Monthly Charge described in subsections a(i) and a(ii). CMP will include these charges beginning with the first bill following the date the customer notifies CMP of their decision to retain their existing electro-mechanical meter.”²¹ (nos soulignés)

28. Le GRAME vous réfère à la pièce C-GRAME-0009, soit la section 12 du Texte des tarifs et conditions de la Central Maine Power portant sur les compteurs qui prévoit aux dispositions 12.11 les conditions de l'option de retrait.

29. La pièce C-UC-RNCREQ-0017 contient également un extrait du site internet de la Maine Public Utilities Commission où on cite un commissaire qui résume les choix possibles pour la clientèle de la Central Maine Power :

« Commissioner Littell stated : « We have reviewed every filing, every complaint and every letter sent to this Commission regarding smart meters. Based on our review, we conclude that any CMP residential or small commercial customer should have four choices: 1) the default smart meter which will become the standard meter in CMP territory; 2) the ability to select a smart meter with the transmitter-off; 3) the ability to keep the customer's existing analog meter; or, 4) the ability to

²⁰ Notes sténographiques du 13 juin 2012, pages 188 et 189

²¹ C-GRAME-0009, art. 12.11 b), alinéas 1 et 2

move the new smart meters elsewhere on their property at the customer's expense.”²² (notre souligné)

30. L'État de la Californie semble aussi s'intéresser aux compteurs IMA dont la radio peut être mise en dormance.
31. Dans sa présentation, Mme Moreau a référé la Régie à la décision rendue par « The public utilities commission of the State of California », dont un extrait a été déposé sous la cote C-UC-RNCREQ-0016, et qui aborde la question des compteurs dont la radio est inactive ou mise à « off ».
32. Tel qu'indiqué par Mme Moreau, cette décision rendue le 19 avril 2012 par la Commission de la Californie indique que la Southern California Edison a déposé devant elle quatre (4) solutions ou propositions à l'option de retrait.
33. De ces options, la Southern California Edison précise que l'option la plus intéressante est le compteur non-communicant dont la radio émettrice est à off pour deux raisons :
 - Premièrement, cette option est celle qui s'intègre le mieux aux nouveaux compteurs intelligents du *Edison SmartConnect Program*, en permettant de tirer partie des investissements réalisés pour ce programme²³;
 - Deuxièmement, il s'agit de l'option qui supporte le mieux le Plan d'action énergétique de l'État de la Californie, un compteur analogue ne pouvant pas supporter d'autres formes de tarification différenciée dans le temps²⁴.
34. Le GRAME réfère la Régie aux conclusions que l'on retrouve aux pages 30 et 31 de la décision, selon lesquelles un compteur analogue pourra être offert pour le moment, considérant que la tarification différenciée n'est pas encore obligatoire en Californie, comme au Québec, et statuant que les coûts d'une ou plusieurs options de retrait feront l'objet d'une analyse lors d'une phase ultérieure²⁵.
35. Dans sa décision, la Commission de l'État de la Californie énonce que le fait de permettre aux clients une option de retrait ne devrait pas nuire aux objectifs énergétiques de l'État et

²² C-UC-RNCREQ-0017, p. 2, par. 4 de l'extrait intitulé « MPUC Decides Smart Meter Investigation » daté du 17 mai 2011

²³ Decision 12-04-018, Decision modifying decision 08-09-039 and adopting an opt-out program for Southern California Edison Company's Edison SmartConnect Program, April 19, 2012, pages 6 et 7: "Of the four options under consideration, SCE's preferred option is 'a non-communicating 'radio-off' meter... with a monthly interval meter read performed by SCE's personnel'. SEC states that this option 'most closely support California's energy Action Plan (Updated) and better integrates with the Edison SmartConnect Program.'"

²⁴ Idem, pages 7 et 8.

²⁵ Idem, pages 30 et 31, (Conclusions of Law 5, 6, 7 et 11)

qu'il est important que l'option de retrait permette à la clientèle d'obtenir des avantages du réseau intelligent.²⁶

36. Lors de la présentation du GRAME, Mme Moreau a mis l'accent sur ces deux utilités publiques de l'État du Maine (Central Maine Power) et de la Californie (Southern California Edison) qui font état d'un choix technologique différent de celui du Distributeur, notamment en énonçant l'option d'un compteur IMA dont la radio émettrice serait éteinte ou mise à « off ».
37. Ces informations ont été présentées à titre indicatif en lien avec l'option de retrait proposée, mais le GRAME n'a pas procédé à une analyse comparative de ces distributeurs, tel qu'indiqué par madame Moreau en réponse à une demande de Madame la présidente.²⁷ La preuve du GRAME tient plutôt compte des particularités spécifiques du réseau du Distributeur.
38. Par exemple, bien que la Southern California Edison et la Central Maine Power²⁸ offrent des options de retrait moins coûteuses à leur clientèle à faible revenu répondant à certains critères, le GRAME ne propose pas ce choix puisqu'il tient compte du contexte législatif actuel, plus précisément l'article 52.1, alinéa 3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.
39. Le rapport du GRAME porte plus spécifiquement sur l'option de retrait proposée par le Distributeur, mais le balisage de M. Finamore²⁹ fournit de l'information supplémentaire utile à la Régie sur les entreprises américaines offrant l'option de retrait.
40. Par exemple, le tableau 1 du balisage de M. Finamore présente le nombre de clients des distributeurs américains offrant l'option de retrait et on constate ainsi que la Southern California Edison est une entreprise de taille comparable à celle d'Hydro-Québec³⁰.
41. Dans son argumentation écrite, le Distributeur fait état de cinq distributeurs américains qui offrent une option de retrait approuvée par leur organisme de réglementation.³¹ Le GRAME invite la Régie à consulter le tableau 2 du balisage de M. Finamore qui fait état d'autres distributeurs américains offrant également cette option, tels Portland General Electric et City of Naperville, IL.³²

²⁶ Decision 12-04-018, Decision modifying decision 08-09-039 and adopting an opt-out program for Southern California Edison Company's Edison SmartConnect Program, April 19, 2012, p. 30 (Conclusions of Law 3 et 4)

²⁷ Notes sténographiques du 15 juin 2012, pages 120 et 121

²⁸ Voir C-GRAME-0011

²⁹ C-GRAME-0007

³⁰ C-GRAME-0007, p. 3, Table 1 : À titre comparatif, la clientèle de la Centrale Maine Power est de l'ordre de 650 000 clients et celle de la Southern California Edison de 4.9 millions de clients.

³¹ B-0056, Argumentation du Distributeur, p. 3 et 4, par. 8

³² C-GRAME-0007, p.4, Table 2

42. Le Distributeur mentionne également que d'autres entreprises envisagent offrir des options de retrait³³, mais en consultant le tableau 2 du balisage de M. Finamore on constate que pour certains distributeurs, tels Green Mountain Power et Central Vermont Public Service, l'option de retrait est reportée en 2013, le distributeur Burlington Electric devant pour sa part attendre le déploiement complet des compteurs avant de l'offrir.³⁴
43. Les raisons de ces délais peuvent être multiples, par exemple la Commission de l'État de la Californie a approuvé une option de retrait pour le distributeur public nommé Southern California Edison mais a reporté le choix technologique des compteurs³⁵.
44. Dans le cadre de sa décision à rendre, le GRAME recommande à la Régie de considérer l'argument invoqué par son témoin qui a soulevé un point important lorsqu'elle s'exprimait sur le choix technologique offert, à savoir qu'il est parfois préférable de s'abstenir de prendre une décision qui pourrait s'avérer irréversible, ou entraînant des effets inéluctables³⁶.
45. Dans son rapport, le GRAME mentionne qu'un compteur IMA pouvant être mis à « off » ou à « on » manuellement par un technicien serait préférable à un remplacement complet du compteur, faisant référence aux cas des déménagements de clients³⁷.
46. À ce sujet, M. Brassard, témoin du Distributeur, a précisé que pour des raisons de sécurité, il bloquait l'accès aux ports optiques et que par conséquent, pour remettre le compteur en mode transmission, il faudrait le retirer et le ramener en atelier, tout comme pour le compteur choisi au présent dossier, à moins que de nouvelles technologies ne se développent³⁸. En ce sens, cet avantage additionnel escompté par le GRAME à court terme ne serait pas encore effectif, mais constitue une possibilité d'évolution technologique à vérifier.
47. En conclusion sur cette section, le GRAME souhaite préciser que selon la réponse du Distributeur à sa demande de renseignements no. 1, la durée de vie comptable des compteurs non-communicants est de quinze (15) ans³⁹. Le choix de la solution technique retenue, soit le compteur non-communicant, sera donc en place pour plus d'une décennie, il est donc important de faire le bon choix, ou de s'abstenir d'en faire un prématurément tel que le mentionnait Mme Moreau lors de son témoignage.

³³ B-0056, Argumentation du Distributeur, p. 4, par. 8

³⁴ Voir également : C-GRAME-0007, p. 5, section Opt-out Participation Rates: "Other utilities, such as Central Vermont Public Service and Green Mountain Power, are postponing assessment of opt-out fees until a later time. This will permit clients to take a "wait and see" approach without the immediate need for a decision to accept a smart meter or pay the fee."

³⁵ Decision 12-04-018, Decision modifying decision 08-09-039 and adopting an opt-out program for Southern California Edison Company's Edison SmartConnect Program, April 19, 2012

³⁶ Notes sténographiques du 15 juin 2012, p. 88 et 89

³⁷ C-GRAME-0006, p. 9

³⁸ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 89

³⁹ HQD-3, doc. 5, p. 3, Q. 1.1

48. En page 12 de son rapport, le GRAME soutient qu'un choix technologique, tel que le compteur IMA radio off serait intéressant dans l'optique de l'enregistrement du profil de consommation des clients et d'une offre éventuelle de tarification différenciée puisque seule la radio émettrice serait à off, alors que l'offre technologique du Distributeur n'offre aucun de ces avantages.
49. Le GRAME souhaite rappeler que la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 énonce que la tarification actuelle de l'électricité constitue une limite à l'efficacité énergétique et que le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement une tarification différenciée dans le temps⁴⁰.
50. Le GRAME maintient donc la recommandation énoncée dans son rapport⁴¹, soit de procéder à une évaluation des coûts, de même que des avantages ou inconvénients d'un tel choix technologique, afin de déposer au prochain dossier tarifaire une proposition pour un compteur IMA radio off et un coût à inclure à l'article 10.4 des CSDE. Cette proposition pourrait être comparée à celle qui est présentement offerte afin que la Régie prenne une décision éclairée sur le choix technologique de l'option de retrait.

2. Les conditions préalables (HQD-1, doc. 1, sections 3.2 et 3.3)

-En tout temps

51. Le GRAME considère que la modification à la proposition initiale concernant le moment pour demander l'option de retrait « en tout temps »⁴² est opportune.
52. Le Distributeur a décidé d'offrir un crédit d'installation de 39\$ aux clients qui l'informeront de leur intention de choisir l'option de retrait à l'intérieur d'un délai de 30 jours de l'avis⁴³.
53. Mme Moreau a mentionné lors de la présentation du GRAME que la Central Maine Power prévoit des frais de 25\$ pour les clients décidant de bénéficier de l'option de retrait après le délai de 30 jours⁴⁴. La Central Maine Power émet toutefois une réserve permettant au client de ne pas payer les frais si le client a une raison jugée suffisante:

« The company may waive the surcharge if the company determines the customer had sufficient reason for their failure to notify the company of their opt-out selection within the thirty (30) day period. »⁴⁵

⁴⁰ Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 57

⁴¹ C-GRAME-0006, p. 12

⁴² HQD-1, doc. 1, p. 17 (Révisée le 18 mai 2012)

⁴³ HQD-1, doc. 1, p. 17 et 18 (Révisée le 18 mai 2012)

⁴⁴ C-GRAME-0009

⁴⁵ C-GRAME-0009, art. 12.11 Smart meter opt-out program, Selection period

54. Le GRAME recommande au Distributeur de prévoir ce type de réserve dans la disposition 10.4 CSDE afin de permettre aux clients ayant des motifs suffisants de ne pas avoir respecté ce délai de tout de même bénéficier du crédit d'installation de 39\$.

-Ne pas avoir reçu d'avis d'interruption pendant 24 mois

55. Le GRAME énonçait dans son rapport que le Distributeur n'avait pas soumis de raisons suffisantes à l'appui de son choix de prévoir une restriction pour les clients ayant reçu un avis d'interruption lors des 24 derniers mois⁴⁶.

56. Lors du contre-interrogatoire, le Distributeur a énoncé qu'il souhaitait, par cette condition « s'assurer d'avoir une bonne gestion du risque et de répondre au besoin aussi qu'on a de réduire nos mauvaises créances. »⁴⁷.

57. Me Hébert a ajouté : « Il faut se rappeler également que la Régie nous demande d'être proactif en matière de gestion des mauvaises créances. Et, ça, c'est certainement une façon d'être proactif. »⁴⁸ (notre souligné).

58. En réponse à une demande de Me Rozon, demandant au Distributeur en préciser en quoi cette condition réduira les risques du Distributeur, celui-ci réfère encore à la proactivité et au fait de ne pas ajouter de montants en souffrance :

« Alors, c'est vraiment par proactivité, ne pas en rajouter si vous voulez dans une question de saine gestion et de risque, et de ne pas rajouter les montants en souffrance de ce qu'on vit présentement »⁴⁹.

59. La proposition de l'article 10.4, al. 5 CSDE prévoit un pouvoir pour le Distributeur de procéder à l'installation d'un compteur de nouvelle génération si un avis d'interruption est transmis à un client adhérent à l'option de retrait. Ce pouvoir de retirer le compteur non-communicant dès l'avis d'interruption, sans pouvoir de répliquer par le client, semble suffisant pour gérer les risques de mauvaises créances liées à l'option de retrait.

60. Par ailleurs, aucune utilité publique n'a prévu cette condition restrictive de limiter les clients ayant déjà reçu un avis d'interruption, selon le Distributeur lui-même : « On ne l'a pas observé tel quel ailleurs. »⁵⁰.

61. Dans son balisage, monsieur Finamore offre comme exemple la Southern California Edison et les solutions retenues pour éviter une augmentation du nombre de mauvaises créances liées à l'option de retrait :

⁴⁶ C-GRAME-0006, p. 16

⁴⁷ Notes sténographiques du 13 juin 2012, pages 202 et 203

⁴⁸ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 207, lignes 5 à 8

⁴⁹ Notes sténographiques du 14 juin, p. 172, pages 5 à 9

⁵⁰ Notes sténographiques du 13 juin 2012, pages 206 et 207, Q. 219

«Some utilities, such as Southern California Edison, would permit a client to pay the initial opt-out fee over several months along with the monthly fee and their normal utility bill. Because this arrangement could potentially increase the number of delinquent accounts and uncollected revenue, utilities are looking at methods to manage this issue so that the number of delinquent clients does not substantially increase. (...) These rules appear to let any client participate right away , but subject them to the normal collection and shut-off procedures if they become delinquent in paying the fees on their bill. In addition, they would not be permitted to re-apply for the opt-out program for 12 months if they are shut off for non-payment of their bill.»⁵¹ (notre souligné)

62. La Southern California Edison permet à tous les clients de bénéficier de l'option de retrait, contrairement au Distributeur, et retient une période de douze (12) mois avant de permettre à un client de bénéficier à nouveau de l'option, le Distributeur proposant plutôt vingt-quatre (24) mois sans avis d'interruption.
63. Si la Régie devait accepter d'introduire cette condition restrictive proposée par le Distributeur, son application ne pourrait pas être rétroactive pour les clients souhaitant adhérer à l'option.
64. En effet, au moment des faits reprochés liés à l'avis d'interruption, ces clients n'étaient pas conscients des répercussions de leur négligence ou de leur incapacité à payer sur une adhésion éventuelle à l'option de retrait, la disposition 10.4 n'étant pas encore approuvée par la Régie de l'énergie lors de l'avis d'interruption en question. Cette situation irait à l'encontre des règles d'équité procédurale et de la présomption voulant qu'une disposition n'ait pas d'effet rétroactif, à moins d'une mention expresse.
65. Cette condition restrictive pourrait donc s'appliquer aux avis d'interruption transmis à partir de l'approbation de la disposition 10.4 par la Régie au présent dossier, mais elle ne devrait pas s'appliquer aux clients ayant reçu des avis d'interruption antérieurement.
66. Pour conclure sur ce point, le GRAME vous soumet que dans sa preuve principale, le Distributeur affirme être sensible aux préoccupations de sa clientèle :
- « Toutefois, le Distributeur est sensible au fait qu'une faible minorité de ses clients peut craindre l'exposition aux radiofréquences et refuser l'installation d'un compteur de nouvelle génération. »⁵².
67. Le témoin du Distributeur a par ailleurs confirmé qu'il n'y avait pas de lien direct entre les mesures de recouvrement et les préoccupations de sa clientèle par rapport aux radiofréquences⁵³.

⁵¹ C-GRAME-0007, p. 5 et 6

⁵² HQD-1, doc. 1, p. 5

⁵³ Notes sténographiques du 13 juin 2012, p. 200, lignes 22 et 23

68. Le GRAME considère que la condition proposée selon laquelle le client ne doit pas avoir reçu d’avis d’interruption pendant 24 mois est inéquitable et ne répond pas à l’affirmation du Distributeur selon laquelle il est sensible aux préoccupations de sa clientèle puisqu’elle bloque l’accès à l’option de retrait sans justification fondée ou convaincante.

3. Les frais initiaux et de mesurage (HQD-1, doc. 1, section 3.5)

69. Dans son balisage, monsieur Finamore énonce que dans la plupart des cas, les distributeurs offrant l’option de retrait en font supporter les coûts au client : « Where opt-outs are permitted, we have found that most of the current opt-out programs consider the associated costs to be a client responsibility »⁵⁴.

70. Monsieur Finamore a également fourni à la Régie, dans le cadre de son balisage, le tableau 2 qui recense les frais initiaux et mensuels prévus ou approuvés pour treize (13) distributeurs américains⁵⁵.

71. À l’instar du Distributeur, le GRAME soumet à la Régie que le principe de « demandeur-payeur », codifié à l’article 15.5 des CSDE, devrait être appliqué à l’option de retrait⁵⁶.

72. Toutefois, dans le cas où un nouveau locataire souhaiterait conserver le compteur non-communicant, le GRAME suggère au Distributeur de ne pas lui attribuer les frais d’installation initiaux, en lien avec la demande d’engagement no. 3 de la Régie portant sur les frais d’installation initiaux dans le cas où un compteur non-communicant est déjà en place.

73. Par ailleurs, le GRAME recommande également à la Régie de considérer que les problèmes liés à la fiabilité du réseau sont des raisons évoquées par certains distributeurs pour ne pas offrir l’option de retrait⁵⁷.

74. On retrouve dans le balisage de monsieur Finamore l’exemple de la Maryland Public Service Commission qui a refusé d’offrir l’option de retrait pour ces raisons :

« The MPSC staff has pointed out in its filing that opt-out provisions would not only affect the quality of service for the opt-out clients, but could potentially affect service for other clients as well. Smart grid reliability could be compromised if network mapping, load aggregation and voltage studies become less accurate from not including clients without smart meters »⁵⁸

75. De plus, en page 7 de son balisage, monsieur Finamore traite de l’amélioration de la fiabilité du réseau qui découle des projets IMA dont on doit tenir compte en offrant l’option de retrait:

⁵⁴ C-GRAME-0007, p. 1

⁵⁵ C-GRAME-0007, p. 4, Tableau 2

⁵⁶ HQD-1, doc. 1, p. 7

⁵⁷ C-GRAME-0007, p. 6 et 7, section « Some Jurisdictions Prohibit Opt-Out Option »

⁵⁸ C-GRAME-0007, p. 7

« Improving grid reliability involves preventing power outages, shortening outage response times and monitoring power and load conditions across the electric grid. Many improvements cannot be effectively implemented without moving to time-based energy pricing and employing the load monitoring capabilities of AMI systems and their smart meters. »⁵⁹

76. Dans le cadre de sa décision à rendre, le GRAME recommande à la Régie de garder à l'esprit le commentaire de Monsieur Finamore, de la firme Valutech Solutions, qui conclut dans son balisage des options de retrait offertes aux États-Unis que le nombre de clients adhérant à l'option de retrait semble être en lien avec les frais imposés aux clients pour y adhérer.⁶⁰

4. Les modalités d'application (HQD-1, doc. 1, section 3.6)

77. En ce qui concerne les modalités d'application de l'option de retrait, le GRAME souhaite émettre certains commentaires portant sur la possibilité de déplacer les compteurs par les clients.

78. En réponse à une demande de SÉ-AQLPA portant sur le déplacement des compteurs, le Distributeur énonce :

« Ces travaux sont généralement effectués par un tiers (maître-électricien), à la demande du client, qui en assume l'entièreté des coûts. »⁶¹

79. En réponse à une demande de Me Rozon, le Distributeur a confirmé qu'il était possible pour le propriétaire de faire déplacer ses compteurs, les frais de maître-électricien étant assumés par le client :

« M. François Brassard : Bien, c'est-à-dire que, dans le fond, il est à la charge du client de payer ou d'encourir les frais d'un maître électricien pour relocaliser, dans le fond, son entrée électrique là. »⁶²

80. Le Distributeur pourrait envisager, tel qu'énoncé par madame Moreau lors de la présentation du GRAME, faire affaire avec la Corporation des maîtres-électriciens comme dans le cadre du programme des thermostats électroniques offert dans le PGEE du Distributeur :

« Dans le cas des thermostats électroniques, on avait des coûts moyens, tout ça, on envoyait un maître électricien sur place; il y avait des ententes qui étaient faites, qui étaient passées. Il y a peut-être moyen de travailler en collaboration justement avec des maîtres électriciens de déterminer des cas types dans lesquels ce serait facile de procéder. »⁶³

⁵⁹ C-GRAME-0007, p. 7 (Conclusions)

⁶⁰ C-GRAME-0007, p. 8 : « Early opt-out program results suggest that client participation could likely be driven by the dollar amount of the initial and ongoing maintenance fees charged by the utilities. »

⁶¹ HQD-3, doc. 8.1, p. 6, Réponse révisée 1.21 c), al. 2

⁶² Notes sténographiques du 14 juin 2012, p. 167, lignes 7 à 10

⁶³ Notes sténographiques du 15 juin 2012, p. 99, lignes 1 à 11

81. Dans son argumentation écrite, le Distributeur mentionne que les compteurs regroupés dans les cuisines, représentant tout au plus 700 cas, sont des cas rares devant faire l'objet de solutions autres⁶⁴. Le GRAME recommande à la Régie d'orienter le Distributeur vers la recherche d'une solution d'accompagnement des propriétaires d'immeubles visés par ces cas et d'envisager une proposition impliquant le déplacement de ces compteurs.

82. Tel qu'énoncé dans l'extrait reproduit précédemment au paragraphe 29 de la présente argumentation, la Maine Public Utilities Commission a retenu cette solution comme alternative pour la clientèle du Maine:

« 4) the ability to move the new smart meters elsewhere on their property at the customer's expense. »⁶⁵

83. Considérant que cette solution est également faisable, le GRAME suggère au Distributeur d'informer sa clientèle de cette possibilité qui pourrait s'avérer plus avantageuse au niveau économique et à long terme pour un client dont le compteur est situé à l'intérieur et qui souhaiterait par exemple simplement le déplacer ailleurs.

84. Par ailleurs, cette solution pourrait permettre d'éviter des problèmes d'efficience au projet LAD liés à l'option de retrait et redoutés par plusieurs distributeurs qui n'offrent pas cette option à leur clientèle, tel qu'indiqué dans le balisage de monsieur Finamore.⁶⁶

LE TOUT respectueusement soumis.

Le 5 juillet 2012.

(S) Geneviève Paquet

Geneviève Paquet, avocate
Procureure pour le GRAME

⁶⁴ B-0056, Argumentation du Distributeur, p. 8, par. 29

⁶⁵ C-UC-RNCREQ-0017, p. 2, par. 4 de l'extrait intitulé « MPUC Decides Smart Meter Investigation » daté du 17 mai 2011

⁶⁶ C-GRAME-0007, p. 6 et 7, Section « Some Jurisdictions Prohibit Opt-out Option »