

Régie de l'énergie

Dossier R-3788-2012

DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ RELATIVE À UNE OPTION D'INSTALLATION D'UN COMPTEUR N'ÉMETTANT PAS DE RADIOFRÉQUENCES

**Mémoire de l'Union des consommateurs (UC) et du
Regroupement National des Conseils régionaux de
l'environnement du Québec (RNCREQ)**

**par Dominic Thiffault
Analyste interne de UC**

Le 28 mai 2012

TABLE DES MATIÈRES

Introduction

Projets IMA avec option de retrait approuvée et en opération

Solution technique proposée par le Distributeur

Droits et intérêts des ménages

Conditions d'adhésion et acceptabilité sociale

Conclusions et recommandations

Annexe A

Textes de loi entérinés du Vermont et d'Ashland (Oregon)

Introduction

Ce dossier s'inscrit dans la suite et afin de compléter la demande du Distributeur faite dans le cadre du dossier R-3770. UC-RNCREQ considère que le projet LAD dont l'approbation est demandée dans le cadre du dossier R-3770 est tributaire et directement dépendant de la mise en place d'une option de retrait.

UC-RNCREQ ne questionne donc pas l'existence de l'option de retrait, cette option est incontournable et essentielle à l'implantation du projet LAD. Par contre UC-RNCREQ remet en question les conditions auxquelles le Distributeur propose d'offrir cette option.

UC-RNCREQ sont également d'avis que le Distributeur aurait avantage à mieux évaluer directement au Québec et auprès de sa clientèle soit par projet pilote ou par sondage le nombre de ses clients susceptibles de se prévaloir de cette option et ce afin de mieux évaluer les coûts d'une telle option. En effet, il est important que les coûts réels de cette option soient connus et précisés le plus possible.

Objet et contexte de la demande d'Hydro-Québec Distribution

La demande de modification des tarifs et conditions de distribution d'électricité relative à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences a été déposée le 14 mars 2012 (pièce B-0006) alors que le dossier R-3770 « Demande d'autorisation pour réaliser le projet de lecture à distance – Phase 1 » était toujours sous étude. C'est lors de la rencontre préparatoire tenue dans le dossier R-3770-2011 que la Régie de l'énergie (« la Régie ») a demandé au Distributeur de tenir compte du fait que « *par les temps qui courent, là, qu'il y a des personnes qui ne sont pas du tout rassurées de se faire dire que ces appareils sont conforme aux normes canadiennes en matière d'émission de radiofréquences* »¹ et que le Distributeur devait trouver des solutions à cette problématique. La Régie indiquait que ces solutions pouvaient se situer au niveau du déploiement du projet ou « *au niveau des conditions de services offertes aux personnes qui ne voudraient pas de compteurs émettant des radiofréquences* »².

¹ Dossier R-3770-2011, note Sténo, audiences du 2 février 2012, page 7, lignes 10 à 13.

² Dossier R-3770-2011, note Sténo, audiences du 2 février 2012, page 7, lignes 21 à 24.

Afin de répondre à cette demande de la Régie, le Distributeur a opté pour une modification de ses conditions de services et indique vouloir offrir à certains de ses clients une option de retrait, le tout, sujet à certaines conditions.

Suite à la décision de la Régie D-2012-031, rendue le 22 mars 2012 dans le dossier R-3788-2012, les intervenants UC et RNCREQ, déjà reconnus séparément au dossier R-3770-2011, déposent une lettre d'intervention conjointe (pièce C-UC-RNCREQ-0001) dans laquelle ils mentionnent les enjeux sur lesquels ils entendent se prononcer.

Projets IMA avec option de retrait approuvée et en opération

UC-RNCREQ a constaté que dans le cadre du dossier R-3770, le Distributeur s'est comparé à plusieurs reprises à divers distributeurs, ayant adopté et implanté des projets IMA, afin de justifier le bien fondé de son projet. De plus dans le cadre du présent dossier il a déposé une liste de projet IMA avec option de retrait approuvée et en opération³.

Durant les audiences du projet LAD actuellement sous étude, le Distributeur mentionne s'être intéressé à ce qui se déroulait dans d'autres juridictions, en réponse aux moyens de répondre à la résistance sociale occasionnée par le déploiement des compteurs IMA.

« Sur l'acceptabilité sociale, avez-vous fait une analyse de ce qui se passait dans les autres juridictions sur cette résistance sociale là? Vous n'êtes pas sans savoir qu'en Californie, par exemple, il y a eu des oppositions, et dans plusieurs autres juridictions.

[Réponse] lorsqu'on a déposé dernièrement, je pense qu'on a fait état des différents balisages, là, en ce qui concerne les options de retrait à travers le monde, ce qui se passe un peu. Et on parle à toutes fins pratiques de six juridictions où l'option de retrait est offerte⁴. »

Puisque les programmes d'option de retrait peuvent traduire une démarche entreprise par les distributeurs pour gérer le risque que représente l'acceptabilité

³ R-3788-2012, HQD-1, document 1 annexe page 21.

⁴ Dossier R-3770-2011, pièce A-0099, page 169.

sociale, risque que le Distributeur a reconnu en audience⁵, UC-RNCREQ demande à Hydro-Québec s'il a actualisé son balisage des options de retrait approuvée et en opération depuis le 14 mars 2011. HQD répond à l'ACEF de Québec :

« Le balisage du Distributeur n'a pas été mis à jour. Toutefois, le Distributeur sait que depuis le 14 mars 2012, des options de retrait ont été autorisées en Californie pas la CPUC pour les distributeurs californiens, soit SDG&E et SCE. La CPUC a retenu les mêmes conditions que celles appliquées chez PG&E⁶. »

UC-RNCREQ est d'avis que cette liste déposée par le Distributeur est loin d'être complète et ne reflète pas parfaitement la réalité de l'industrie. UC-RNCREQ soumet donc son propre balisage. UC-RNCREQ ont dénombré un nombre grandissant de distributeurs offrant un projet IMA avec option de retrait approuvée et en opération à travers les États-Unis. Bien que la majorité d'entre eux appliquent l'approche préconisée par Hydro-Québec Distribution de «demandeur-payeur», deux juridictions⁷ ont entériné un texte de loi (l'un temporaire, l'autre final) obligeant le distributeur à respecter le choix des clients souhaitant un compteur sans radiofréquences sans leur imposer aucune charge supplémentaire. La plupart des distributeurs qui appliquent une surcharge ont des modalités d'adhésion similaires à Hydro-Québec, c'est-à-dire des frais initiaux et des frais de relève mensuels. Néanmoins, UC-RNCREQ a constaté que dans certains cas, les frais sont inférieurs à ceux que HQD veut charger.

Les cas de l'État de la Californie sont fortement contrastés, car nous y retrouvons un marché de la distribution de l'électricité comprenant des joueurs privés tel que Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) et San Diego Gas & Electric (SDG&E) et tous trois sont règlementés par le California Public Utility Commission (CPUC). Or, la CPUC a statué sur l'option de retrait et tous les trois offrent soit le maintien du compteur électromécanique ou le remplacement de ce dernier compteur par un compteur intelligent sans radiofréquences. Les frais initiaux sont de 75 \$⁸ et de 10 \$ par mois pour un total de 195 \$ pour la première année et 120 \$ pour les années subséquentes. Parmi les cas répertoriés dans ce mémoire, les distributeurs règlementés par la CPUC

⁵ Dossier R-3770-2011, pièce A-0113, page 258.

⁶ HQD-3, document 3, page 13.

⁷ Annexe B.

⁸ Les montants des distributeurs américains sont en devises américaines et ne comprennent pas les taxes à la consommation.

arrivent au troisième rang en termes d'accessibilité au programme offrant des frais moins onéreux que ceux que HQD propose⁹.

Dans le cas des distributeurs publics, règlementés par leur conseil municipal respectif, nous retrouvons Burbank Water & Power (BWP) offrant des frais annuels d'entrée de 195 \$ et de 120 \$ par la suite étant situé au troisième rang sur le plan de l'accessibilité, suivant la tendance initiée par la CPUC en référence aux distributeurs privés qu'elle réglemente. Le Glendale Water & Power (GWP) va de l'avant avec un programme sans frais initiaux, mais incluant des frais annuels variant entre 420 \$ et 672 \$ pour la lecture mensuelle détenant le sixième rang en termes de frais onéreux donc nettement plus cher que l'offre d'HQD. Finalement, pour la Californie, le Sacramento Municipal Utility District (SMUD) au septième rang en termes d'accessibilité avec des frais annuels d'entrée au programme de 599,80 \$ pour la première année, et de 472,80 \$ par la suite.

⁹ HQD-1, document 1, page 13-16.

Tableau 1 : Balisage des programmes d'option de retrait approuvés et en opération

| DISTRIBUTEUR | FRAIS APPROUVÉE (INITIAUX/MENSUELS) | NEUTRALITÉ (ALLOCATION DES COÛTS) | FRAIS ANNUEL AVANT TAXES | RANG (ACCESSIBILITÉ) |
|--|---|---|---|-------------------------|
| Pacific Gas & Electric (PG&E) | 75 \$ entrée / 10 \$ mensuel | Oui | 195 \$ (*) 120 \$ | 3= |
| NV Energy (Nevada) | Région 1: 178 \$ entrée 14 \$ mensuel Région 2: 212 \$ entrée 16\$ mensuel | Oui | Région 1 : 346 \$ (*) 168 \$ Région 2 : 404\$ (*) 192 \$ | 5 |
| Central Maine Power (CMP) | Compteur analogique: 40 \$ entrée / 12 \$ mensuel Compteur Radio Off 20 \$ entrée / 10.50 \$ mensuel | Oui | Analogique : 160 \$ (*) 144 \$ Radio off : 146 \$ (*) 126 \$ | 2 |
| Ashland Electric (AE) | 0 \$ entrée / 0 \$ mensuel | Non | 0 \$ | 1 |
| Burbank Water & Power (Californie) | 75 \$ entrée / 10 \$ mensuel | Oui | 195 \$ (*) 120 \$ | 3= |
| Southern California Edison (SCE) | 75 \$ entrée / 10 \$ mensuel | Oui | 195 \$ (*) 120 \$ | 3= |
| San Diego Gas & Electric (SDG&E) | 75 \$ entrée / 10 \$ mensuel | Oui | 195 \$ (*) 120 \$ | 3= |
| Glendale Water & Power (GW&P) | 0 \$ entrée / entre 35 \$ et 56 \$ mensuel basés sur le coût de lecture | Oui | Entre 420 \$ et 672 \$ | 6 |
| Sacramento Municipal Utility District (SMUD) | 127 \$ entrée / 39.40 \$ mensuel | Oui | 599.80 \$ (*) 472.80 \$ | 7 |
| Portland General Electric (PGE) | 254 \$ entrée / 51 \$ mensuel | Oui | 866 \$ (*) 612 \$ | 8 |
| Hydro-Québec Distribution | 98 \$ entrée / 17 \$ mensuel | Oui | 302 \$ ou 325 \$ ¹ (*) 204 \$ | 4 |

1. Selon le moment de l'adhésion.

Dans l'État du Nevada, nous retrouvons une variance des frais demandés en fonction de la région dans laquelle le programme est déployé. Dans la région n° 1, les frais annuels appliqués sont de 346 \$ pour une première année et de 168 \$ subséquemment. En revanche, nous retrouvons des frais plus élevés pour la région n° 2 avec respectivement 404 \$ à l'adhésion et 192 \$ par la suite, portant le distributeur NV Energy au cinquième rang en faisant la moyenne entre les deux régions, donc un peu plus cher que l'offre du Distributeur.

Le distributeur central Maine Power (CMP) de l'État du Maine offre une structure de frais d'adhésion et de relève différente selon la solution technologique

octroyée. La solution du compteur électromécanique entraîne des frais annuels de 160 \$ à l'adhésion et de 144 \$ subséquemment. L'option d'un compteur sans radiofréquences (radio off) entraîne des frais de 146 \$ et de 126 \$ par la suite, au deuxième rang de l'accessibilité.

Finalement, deux distributeurs du Vermont ne pourront demander de frais à leur client refusant le compteur IMA soit, le Green Mountain Power (GMP) et le Central Vermont Public Service (CVPS), tous deux répondant à une ordonnance temporaire du Vermont¹⁰ qui attribut le plein choix au consommateur de revendiquer un compteur sans radiofréquences. Par ailleurs, dans le cas du distributeur de la municipalité d'Ashland (Ashland Electric, Oregon) il y a une offre de compteur n'émettant pas de radiofréquences sans aucuns frais supplémentaires pour le client. Ce dernier exemple contraste fortement avec le distributeur Portland General Electric (PGE) offrant le programme le plus onéreux pour sa clientèle avec des frais exorbitants de 866 \$ à l'adhésion et 612 \$ de frais de relève mensuelle dès la première année.

Hydro-Québec Distribution offre des frais d'adhésion de 98 \$ ou de 121 \$ selon le moment de l'adhésion, et une relève mensuelle de 204\$ par année. Compte tenu de son offre, le Distributeur se situe au quatrième rang en termes d'accessibilité à l'option pour sa clientèle, suivant une comparaison effectuée avec des programmes de retrait de compteurs IMA opérationnels relevés dans ce mémoire.

Un extrait de la loi (S.214) introduite par le Sénateur Hartwell au Vermont se présente comme suit :

« (2) allows a customer to require removal of a previously installed wireless smart meter for any reason and at an agreed-upon time, without incurring any charge for such removal. »

Un extrait de la résolution n°2012-14 adopté par le conseil municipal d'Ashland (Oregon) se présente comme suit :

« There will be no fees or charges for the customer electing to opt-out of the radio frequency meter reading program. »

¹⁰ Annexe B : La décision fera l'objet d'une révision en avril 2013 à la lumière des frais encourus par l'option de retrait et d'autres informations relativement aux impacts des radiofréquences sur la santé et de la protection de la vie privée.

Ajoutant aux deux juridictions américaines où l'option de retrait n'est uniquement autorisé sans aucun frais, UC-RNCREQ reconnaissent que parmi les six distributeurs américains réglementés dans le balisage, quatre offrent l'option à des frais moindres que ceux proposés par Hydro-Québec.

Recommandation de UC-RNCREQ:

UC-RNCREQ recommande que la Régie exige du Distributeur qu'il offre un option de retrait qui s'inspirera des meilleur pratique parmi les distributeurs américains ayant un processus règlementaire comparable au Distributeur.

Solution technique proposée par le Distributeur

Le Distributeur affirme qu'il a retenu la solution technologique dite «Radio off» :

«Ces compteurs ne comporteront pas de cartes de communication et leur disponibilité d'approvisionnement est assurée¹¹.»

UC-RNCREQ a demandé au Distributeur s'il a examiné et pris en considération d'acquérir une autre technologie que celle du compteur choisi, à titre de compteur non communicant. De même, l'intervenant S.É./AQLPA a demandé à HQD si, à l'instar de Central Maine Power (CMP), exemple cité par le Distributeur dans son propre balisage, il a considéré de proposer un compteur IMA «radio off». Voici la réponse de HQD :

«Non. Le Distributeur n'a pas considéré les technologies encore en développement¹².»

Ajoutons que pour sa part, le GRAME, questionne la différence technique entre les deux technologies nommément le compteur électromécanique et le compteur IMA «radio off»; et le Distributeur répond:

«Le Distributeur ne dispose pas des informations requises pour répondre à la demande de l'intervenant. À la connaissance du Distributeur, aucun des grands fournisseurs de réseau maillé n'offre cette capacité de manière opérationnelle¹³.»

Voici les solutions techniques répertoriées par UC à ce jour.

¹¹ HQD-1, document 1, page 8, lignes 10.

¹² HQD-3, document 8, page 16.

¹³ HQD-3, document 5, page 10.

Tableau 1 : Balisage des programmes d'option de retrait approuvés et en opération

| PG&E | NV Energy | CMP | AE | BWP | GMP | CVPS | SCE | SDG&E | GWP | SMUD | PGE | HQD |
|--------|-----------|-------------------|-----------|-----------|-----|------|----------|--------|-----------|-----------|----------|-----------|
| Analog | Drive by | Analog, Radio Off | Radio Off | Radio Off | N/A | N/A | Drive By | Analog | Radio Off | Radio Off | Drive By | Radio Out |

Sur les dix programmes dont les solutions techniques furent approuvées, trois ont dû offrir le compteur électromécanique (analogique) à l'exception de Central Maine Power (CMP) qui offre l'alternative «radio off» en option. Trois autres vont utiliser le compteur AMR ou «drive by» et enfin cinq distributeurs entendent utiliser le compteur «radio off» pour leur clientèle réfractaire à l'IMA.

UC-RNCREQ concluent, à l'issue de son propre balisage, qu'Hydro-Québec Distribution serait le seul distributeur dans toute l'industrie à offrir le «radio out».

Bien qu'en Californie SCE et SDG&E ne se soient vu qu'octroyer respectivement la permission d'installer le «drive by» et le compteur électromécanique, il serait pertinent de mentionner que leur premier choix allait dans le sens de la solution technique «radio off» et que celle-ci s'est vu refusée par l'organisme de réglementation¹⁴. Les deux distributeurs semblent avoir foi en cette solution, plutôt que le compteur électromécanique comme le témoigne ces extraits de leur proposition respective déposée au California Public Utility Commission (CPUC) :

[SCE proposal]: «*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*¹⁵.»

[SDG&E proposal]: «*It further notes that both a digital meter with no radio installed and a smart meter with the radio transmission capability turned off are warranted products with long-terms availability*¹⁶.»

Dans une audience de la CPUC du 1er novembre 2011, Simon Pontin, le directeur en chef des technologies à la compagnie Itron se voit questionner sur la différence, en termes d'émissions de radiofréquences, entre les compteurs «radio off» et «radio out» :

«*Is there a difference in the amount of RF emissions for a wireless smart meter with the radio off and a smart meter with the radio out? If yes, what is that difference and how is it calculated?*»

¹⁴ Decision modifying decision 07-04-043 and adopting an opt-out program for San Diego Gas & Electric company, page 16

¹⁵ Ibid, page 6.

¹⁶ Ibid.

No. When the radio is off it does not transmit. The unintentional RF signals from the meter's solid state electronics will remain virtually unchanged with the radio turned off or removed¹⁷.»

Par conséquent, la solution technique du «radio off» semblerait aussi satisfaire les besoins de la clientèle ne voulant pas de radiofréquences ou ne souhaitant pas de compteur IMA pour d'autres motifs.

Recommandation de UC-RNCREQ:

À la lumière des solutions techniques généralement appliquées dans l'industrie, et du fait qu'aucun distributeur dans l'industrie n'offre la solution proposée par Hydro-Québec dans le présent dossier, UC-RNCREQ recommande au Distributeur, par responsabilité envers sa clientèle, d'élargir sa proposition en offrant une solution technique alternative, à l'instar de CMP au Maine et en adaptant les frais de l'option de retrait en conséquence.

Droits et intérêts des ménages

UC-RNCREQ estime que les montants suggérés par le Distributeur dans sa preuve ne sont pas raisonnables puisque non relié au coût réel de l'exercice de l'option. Par ailleurs, il appert à UC-RNCREQ que l'importance des montants proposés par le Distributeur exclura a priori de l'option de retrait un pourcentage important de sa clientèle qui n'a pas les moyens de payer ces sommes.

Le Distributeur propose des frais initiaux de 98 \$ ou 121\$, selon le moment où l'option est exercée pour l'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences et des frais de relève de 204\$ par année qui serait facturée à raison de 17\$ par mois, la relève étant effectuée au deux mois soit 6 fois par année¹⁸.

L'intervenant UC-RNCREQ a demandé au Distributeur s'il entend traiter de manière particulière les demandes provenant des ménages à faible revenu et à revenu modeste, pour qui le taux d'effort financier supplémentaire est

¹⁷ Réponse of San Diego Gas & Electric company (U 902 E) on the administrative Law Judge's ruling seeking clarification, page 10.

¹⁸ HQD-3, document 5, page 10

désavantageux pour cette clientèle¹⁹. Or, Hydro-Québec Distribution répond ce qui suit à l'ACEF de Québec :

«Non. Les modalités de l'option de retrait sont les mêmes pour l'ensemble de la clientèle, y compris les frais applicables [...] Dans le cours normal de ses affaires, le Distributeur propose des ententes de paiements adaptées à la clientèle à faibles revenus et qui respectent leur capacité de payer. Elles s'appliquent à la facture totale des clients, incluant les frais relatifs à l'option de retrait²⁰.»

UC-RNCREQ est d'avis qu'il est important d'examiner quels impacts auront ces frais sur les consommateurs à faible revenu (MFR) et à budget modeste (MBM) . L'ajout de ces frais à la dépense énergétique des ménages à faible revenu (MFR) viendrait contribuer à la précarité de ses ménages entraînant son lot de coûts sociaux.

Les chiffres offerts par l'*Enquête sur les dépenses des ménages*²¹ de statistique Canada nous révèlent les dépenses en électricité effectuées par un ménage moyen, selon l'actuelle structure de tarification du Distributeur, et ce, par quintile de revenu. Or, si l'on pose la question à savoir quelle partie de la population devrait fournir l'effort financier le plus important compte tenu des frais liés à l'adhésion à l'option de retrait de 302 \$ à la première année et 204 \$ par la suite, nous ne pouvons faire abstraction du taux d'effort financier supplémentaire devant être fourni par les ménages moins nantis dans le contexte tarifaire actuel de la clientèle résidentielle.

En tenant compte du fait qu'un client paie 40,64 ¢ par jour d'abonnement, 5,45 ¢ /kWh pour les 30 premiers kWh par jour et 7,46 ¢/kWh par la suite, on obtient qu'un client résidentiel appartenant à un quintile de revenu inférieur dépensera un montant d'argent plus élevé pour couvrir ses besoins en énergie, en proportion de son revenu.

¹⁹ HQD-1, document 10, page 32

²⁰ HQD-3, document 3, page 6.

²¹ Détail des dépenses moyennes des ménages selon le quintile de revenu du ménage, 2007.

(*) : Frais de relève annuels uniquement.

Tableau 1 : Consommation d'électricité suivant la tarification actuelle et une augmentation liée aux frais d'adhésion à l'option de retrait proposée par le Distributeur

| Quintiles | 1 ^{er} | 2 ^e | 3 ^e | 4 ^e | 5 ^e |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Revenu disponible | 13 200 \$ | 27 953 \$ | 41 528 \$ | 59 708 \$ | 109 459 \$ |
| Dépenses en électricité selon les tarifs actuels | 653 \$ | 993 \$ | 1 305 \$ | 1 497 \$ | 1 887 \$ |
| Frais option de retrait | 302 \$ (*) 204 \$ |
| Taux d'effort financier supplémentaire | 2,29 % (*) 1,55 % | 1,08 % (*) 0,73 % | 0,73 % (*) 0,49 % | 0,5 % (*) 0,34 % | 0,28 % (*) 0,19 % |

Le taux d'effort financier supplémentaire qu'un client appartenant à une catégorie de revenu moindre devrait faire est proportionnellement désavantageux si ce n'est prohibitif pour lui, dans le contexte où, pour des raisons qui lui appartiennent, ledit client devrait se prévaloir de l'option en question.

UC-RNCREQ soumet ici que les ententes de paiement ne réduisent pas systématiquement la facture énergétique des clients, elles leurs permet avant tout, d'étaler dans le temps les paiements dus et exceptionnellement seulement accorde au client une réduction de ces sommes.

Recommandation de UC-RNCREQ:

Compte tenu de l'iniquité quant à l'accessibilité financière à l'option de retrait du compteur IMA, UC- RNCREQ demande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'établir un tarif spécial, juste et raisonnable afin d'amoinrir le taux d'effort financier requis des ménages à faible revenu et à budget modeste.

Conditions d'adhésion et acceptabilité sociale

Dans sa preuve, le Distributeur émet plusieurs conditions d'adhésion à l'option de retrait tel qu'un accès constant à l'installation de l'appareillage de mesurage²² pour effectuer les relèves en vertu de l'article 10.1 des CDSÉ (considérant la solution technique de «Radio Out», cela implique une relève manuelle contrairement à l'AMR ou «Drive-by») et qu'il n'y ait pas eu d'avis d'interruption de service dans les 24 derniers mois²³. UC-RNCREQ traitera plus amplement de ces aspects au moment de l'argumentation et du contre interrogatoire des témoins du Distributeur.

De plus, en réponse à la question de UC-RNCREQ à savoir d'expliquer et justifier de quelle façon le Distributeur entend traiter les demandes particulières d'option de retrait relativement à une situation de regroupement de compteurs à l'intérieur ou à proximité du logement / périmètre de l'individu faisant ladite demande²⁴, Hydro-Québec répond ce qui suit à la SÉ-ALPA :

« L'emplacement du compteur est au choix du client, qui doit toutefois se conformer aux normes en vigueur au moment de l'installation [...] les modifications à l'installation seraient faites aux frais du client et devraient respecter le Livre Bleu (norme E.21-10)²⁵. »

UC-RNCREQ est d'avis que le Distributeur devrait pousser son analyse de ses projets pilotes, notamment sur le volet santé et le volet de l'acceptabilité sociale de la technologie et supporte l'ACEFO qui en audience (dans le dossier R-3770-2011 à l'étude) élabore quatre raisons qui lui laissent croire que la prévision de 1% est une sous estimation:

« C'est un taux de refus estimé ex ante, c'est-à-dire avant l'installation des compteurs dans les projets pilotes et qui ne reflètent pas nécessairement les mêmes taux de refus, une fois les compteurs installés et le client ressent son impact [...] HQD se base, pour le calcul de ce taux, seulement sur le nombre de clients ayant exprimé un refus ou une renonciation explicite sur les dix-huit mille (18 000) installations effectuées [...] le Distributeur n'avait pas réalisé un sondage complet en bonne et due forme pour tester l'acceptabilité sociale de son projet [...] enfin, les chiffres en volumétrie montrent que HQD a pu installer ses compteurs nouvelle génération plus chez les clients avec compteur extérieur, ne nécessitant pas leur présence à domicile, que chez les clients à compteur intérieur, en réponse au contre-interrogatoire de l'UMQ²⁶. »

²² HQD-1, document 1, page 6.

²³ HQD-1, document 1, page 10.

²⁴ HQD-3, document 10, page 30.

²⁵ HQD-3, document 8, page 20.

²⁶ R-3770-2011, pièce A-0128, page 18.

Questionnant toujours les risques liés à l'acceptabilité sociale, UC-RNCREQ souligne les résultats du sondage effectué par la SCFP-FTQ sur la perception de la population face au projet LAD correspondant à 48 % des Québécois qui se disent en désaccord avec le projet d'Hydro-Québec²⁷. Cela semble représenter un risque important que souligné, d'ailleurs, par le Distributeur lui-même en audience :

« Je vous l'ai dit tout à l'heure, c'est-à-dire que, un projet de cette nature-là est un projet qui revêt un certain nombre de complexités, notamment de par le fait qu'il ne se fait pas en vase clos, il se confronte à la réalité. Donc, les compteurs sont implantés dans des bâtiments, dans des habitations, il y a donc, on va dire, une intrusion dans ces propriétés-là, il faut s'assurer qu'il y a une compréhension puis une acceptation de ce fait là, il y a un risque. Et comme n'importe quel risque, c'est un risque qui doit être observé, mesuré et éventuellement adressé²⁸. »

Enfin, la SÉ-AQLPA questionne le Distributeur en audience du dossier actuellement à l'étude (R-3770-2011) sur la stratégie de communication que HQD entend mettre en place pour favoriser l'acceptabilité sociale du projet. Le Distributeur répond :

« Nous on prétend qu'effectivement c'est un outil de plus qu'on ajoute et dans ce sens-là oui ça va faire partie de l'ensemble de la communication qu'on fera là, mais elle ne se fera pas spécifiquement nécessairement en fonction de ce volet-là, mais va être inscrit dans quelque chose de beaucoup plus large qui va être tous les efforts d'Hydro-Québec pour bien informer sa clientèle sur l'efficacité énergétique²⁹. »

Recommandation de UC-RNCREQ :

UC-RNCREQ considère, à la lumière des affirmations de HQD et des intervenants au dossier à l'étude (R-3770-2011), que la problématique du risque lié à l'acceptabilité sociale ne fut pas suffisamment adressée, notamment dans le cadre des projets pilotes, et demande à la Régie d'obliger le Distributeur à revoir son estimation de clients pouvant refuser l'installation du compteur LAD et à offrir le choix de retrait du projet IMA proposé avec des conditions inutilement contraignantes.

²⁷ HQD-3, document 10, page 18.

²⁸ R-3770-2011, pièce A-0113, page 258.

²⁹ R-3770-2011, pièce A-0104, page 22.

Conclusions et recommandations

Dans le cadre de ce mémoire, nous avons dressé le portrait des programmes d'option de retrait des compteurs «intelligents» approuvés et en opération, et ce, pour l'Amérique du Nord, ainsi qu'étalé leurs coûts d'entrée et de fonctionnement sur une base annuelle. Nous avons également souligné les solutions techniques communément adoptées dans l'industrie. Il nous a semblé essentiel, en outre, de faire état de la problématique liée aux droits des ménages intéressés à adhérer au programme, mais ne pouvant le faire dans le contexte de la proposition actuelle du Distributeur. Nous avons vu, notamment, que le taux d'effort des quintiles de revenu inférieur des ménages était injuste et inéquitable par rapport au taux d'effort des quintiles de revenu plus élevé. Enfin, nous questionnons la légitimité d'adjoindre une série de conditions à l'adhésion d'un programme sensé représentée un choix réel pour les consommateurs, particulièrement dans le contexte où le Distributeur souhaite gérer le risque rattaché à la notion d'acceptabilité sociale, qui, à défaut d'intégrer les meilleures pratiques dès le départ, pourrait entraîner des dommages collatéraux impactant l'intégralité du projet actuellement à l'étude.

En conséquence, UC-RNCREQ demande à la Régie qu'elle s'assure qu'un choix de retrait du projet IMA véritable et cohérent soit offert à la clientèle d'Hydro-Québec, et ce, sans frais injustifiés ni conditions déraisonnables.

UC-RNCREQ souhaite que la Régie s'assure que d'autres solutions techniques soient évaluées afin d'amoindrir les coûts du programme. UC-RNCREQ demande à la Régie d'ordonner au Distributeur qu'il offre un crédit sur les frais à encourir pour l'option de retrait aux quintiles de revenu inférieur.

Enfin, UC-RNCREQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de s'assurer qu'il ait pris tous les moyens afin d'effectuer la meilleure estimation possible du pourcentage de clients désirant se prévaloir de l'option de retrait, et ce, afin que la Régie puisse mieux évaluer les coûts d'implantation de l'option et les risques qui en découle.

Annexe A

Textes de loi entérinés du Vermont et d'Ashland (Oregon)

RESOLUTION NO. 2012-14

**A RESOLUTION ADOPTING AN OPT OUT POLICY FOR THE
AUTOMATED METER READING PROGRAM**

Recitals:

- A. The City currently has a program to read utility meters automatically utilizing radio frequency technology.
- B. The City recognizes that some individuals believe there is a health concern related to exposure to radio frequency technology and would appreciate an alternative method of gathering readings at their place of residence.
- C. The City desires to establish a policy in which a customer may choose to reduce possible exposure to radio frequency transmissions by electing to not have such technology used to collect utility readings from their place of residence.

THE CITY OF ASHLAND RESOLVES AS FOLLOWS:

SECTION 1. The City hereby establishes an "opt out" policy for meter reading.

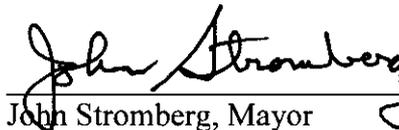
SECTION 2. There will be no fees or charges for the customer electing to "opt out" of the radio frequency meter reading program.

SECTION 3. This resolution was duly PASSED and ADOPTED this 15 day of May, 2012, and takes effect upon signing by the Mayor.



Barbara Christensen, City Recorder

SIGNED and APPROVED this 17 day of May, 2012.


John Stromberg, Mayor

Reviewed as to form:


David Lohman, City Attorney

1 S.214

2 Introduced by Senator Hartwell

3 Referred to Committee on Finance

4 Date: January 3, 2012

5 Subject: Utilities; smart meters; customer rights

6 Statement of purpose: This bill proposes to require the public service board to
7 establish terms and conditions governing the installation of wireless smart
8 meters. The terms and conditions shall require an electric company to obtain a
9 customer's written consent before installing a wireless smart meter on his or
10 her property. The terms and conditions also shall require an electric company
11 to remove, at no cost to the customer, an already installed wireless smart
12 meter, if so requested by a customer.

13 An act relating to customer rights regarding smart meters

14 It is hereby enacted by the General Assembly of the State of Vermont:

15 ~~Sec. 1. 30 V.S.A. § 2811 is added to read:~~

16 ~~§ 2811. SMART METERS, CUSTOMER RIGHTS~~

17 ~~(a) As used in this section, the following terms shall have the following~~

18 ~~meanings:~~

1 ~~(1) "Wired smart meter" means an advanced metering infrastructure~~
2 ~~analog device using a fixed wire for two-way communication between the~~
3 ~~device and an electric company.~~

4 ~~(2) "Wireless smart meter" means an advanced metering infrastructure~~
5 ~~device using radio or other wireless means for two-way communication~~
6 ~~between the device and an electric company.~~

7 ~~(b) An electric company may install a wireless smart meter only in a~~
8 ~~manner consistent with terms and conditions approved by the board. Upon~~
9 ~~petition by an electric company, the board shall open a proceeding to establish~~
10 ~~the terms and conditions under which the company may install wireless smart~~
11 ~~meters. The terms and conditions shall include provisions requiring an electric~~
12 ~~company to obtain a customer's written consent prior to the installation of a~~
13 ~~wireless smart meter on his or her property. The provisions also shall specify~~
14 ~~that a customer has the option of having a wired smart meter installed as an~~
15 ~~alternative to the wireless smart meter, at no additional cost.~~

16 Sec. 2. INSTALLED SMART METERS

17 ~~If an electric company has installed a wireless smart meter, as defined in~~
18 ~~30 V.S.A. § 2811(a)(2), prior to the effective date of this act, the public service~~
19 ~~board shall open a proceeding to establish terms and conditions governing any~~
20 ~~further installation of wireless smart meters by that company consistent with~~
21 ~~the requirements of 30 V.S.A. § 2811(b). The board also shall establish, in the~~

1 ~~same proceeding, procedures by which a customer who has an installed~~
2 ~~wireless smart meter may, at no cost to that customer, have the wireless smart~~
3 ~~meter removed and replaced with a meter that does not use wireless~~
4 ~~technology.~~

5 Sec. 3. EFFECTIVE DATE

6 ~~This act shall take effect on passage.~~

Sec. 1. 30 V.S.A. § 2811 is added to read:

§ 2811. SMART METERS; CUSTOMER RIGHTS; REPORTS

(a) Definitions. As used in this section, the following terms shall have the following meanings:

(1) "Smart meter" means a wired smart meter or a wireless smart meter.

(2) "Wired smart meter" means an advanced metering infrastructure device using a fixed wire for two-way communication between the device and an electric company.

(3) "Wireless smart meter" means an advanced metering infrastructure device using radio or other wireless means for two-way communication between the device and an electric company.

(b) Customer rights. Notwithstanding any law, order, or agreement to the contrary, an electric company may install a wireless smart meter on a customer's premises, provided the company:

(1) provides prior written notice to the customer indicating that the meter will use radio or other wireless means for two-way communication between the meter and the company and informing the customer of his or her rights under subdivisions (2) and (3) of this subsection;

(2) allows a customer to choose not to have a wireless smart meter installed, at no additional monthly or other charge, unless such charge is approved by the public service board pursuant to subsection (c) of this section; and

(3) allows a customer to require removal of a previously installed wireless smart meter for any reason and at an agreed-upon time, without incurring any charge for such removal.

(c) Fees. ~~Upon~~ Beginning April 15, 2013, upon full deployment of its advanced metering infrastructure, an electric company may charge an opt-out fee to customers who choose not to have a wireless smart meter installed, or who have a wireless smart meter removed, provided the fee is cost based and approved by the board.

(d) Reports. On or before March 1, 2013, the commissioner of public service shall publish a report itemizing the opt-out fees authorized for each electric company under subsection (c) of this section. On January 1, 2014 and again on January 1, 2016, the commissioner of public service shall publish a report on the energy savings realized through the use of smart meters, as well as on the occurrence of any breaches to a company's cyber security infrastructure. The reports shall be based on electric company data requested by and provided to the commissioner of public service and shall be in a form and in a manner the commissioner deems necessary to accomplish the purposes of this subsection. The reports shall be submitted to the senate committees on finance and on natural resources and energy and the house committees on commerce and economic development and on natural resources and energy.

(e) Health report. On or before January 15, 2013, the commissioner of health shall submit a report to the senate committee on finance and the house committee on commerce and economic development which shall include: an update of the department of health's 2012 report entitled "Radio Frequency Radiation and Health: Smart Meters"; a summary of the department's activities monitoring the deployment of wireless smart meters in Vermont, including a representative sample of postdeployment radio frequency level testing; and recommendations relating to evidence-based surveillance on the potential health effects of wireless smart meters.

Sec. 2. INSTALLED WIRELESS SMART METERS

If an electric company has installed a wireless smart meter, as defined in 30 V.S.A. § 2811(a)(3), prior to the effective date of this act, the company shall provide notice of the installation to the applicable customers, and such notice shall include a statement of customer rights as described under 30 V.S.A. § 2811(b).

Sec. 3. EFFECTIVE DATE

This act shall take effect on passage.