

# Mémoire

HQD - Demande d'autorisation du projet Lecture à distance - Phases 2 et 3  
R-3863-2013



Préparé par  
Viviane de Tilly  
Analyste d'UC

13 mars 2014

## Table des matières

<b>TABLE DES MATIERES</b> .....	<b>2</b>
<b>UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU</b> .....	<b>3</b>
<b>1 CONTEXTE</b> .....	<b>4</b>
<b>2 SUIVI DE LA PHASE 1</b> .....	<b>5</b>
2.1    INSTALLATIONS NECESSITANT DES TRAVAUX CHEZ LES CLIENTS .....	5
2.2    PLAINTES RELATIVES AUX INTERFERENCES .....	11
2.2.1 <i>Position du distributeur</i> .....	11
2.2.2 <i>Plaintes reçues portant sur les interférences</i> .....	13
2.2.3 <i>Internet</i> .....	14
2.2.4 <i>Appareils médicaux</i> .....	14
2.2.5 <i>Compétences de la régie et recommandations d'UC</i> .....	15
<b>3 INTERRUPTIONS ET REMISES EN SERVICE A DISTANCE</b> .....	<b>15</b>
3.1    LES INTERRUPTIONS DE SERVICE AILLEURS DANS LE MONDE .....	16
3.1.1 <i>Ontario : Hydro One</i> .....	16
3.1.2 <i>France : EDF</i> .....	18
3.1.3 <i>Angleterre : l'OFGEM</i> .....	19
3.1.4 <i>États-Unis : l'Utility Standard Board</i> .....	20
3.2    MORATOIRE SUR LES INTERRUPTIONS ET LES REMISES EN SERVICES À DISTANCE .....	22
<b>4 COMMENTAIRE SUR LA NOUVELLE OPTION DE RETRAIT ATTENDUE</b> .....	<b>22</b>
 LISTE DES TABLEAUX	
TABLEAU 1 COUT UNITAIRE DES COMPTEURS (\$/COMPTEUR INSTALLE) CHEZ TORONTO HYDRO.....	7
TABLEAU 2 COUTS RELATIFS D'INSTALLATION DES COMPTEURS CHEZ TORONTO HYDRO.....	8
TABLEAU 3 ILLUSTRATION DE L'IMPACT DES COUTS DE MISE EN CONFORMITE DES INSTALLATIONS DES CLIENTS SUR LA RENTABILITE DU PROJET LAD .....	11
TABLEAU 4 NOMBRE DE PLAINTES DE CLIENTS PAR TYPES DE MOTIF .....	13
 LISTE DES FIGURES	
FIGURE 1 EXTRAIT DU SITE WEB DU DISTRIBUTEUR RELATIF AUX QUESTIONS D'INTERFERENCE .....	12
FIGURE 2 EXTRAIT DU MANUEL D'UTILISATION D'UN APPAREIL MÉDICAL .....	14

---

## **Union des consommateurs, la force d'un réseau**

---

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (OI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

---

## 1 Contexte

---

Le 28 octobre 2013, le Distributeur dépose à la Régie de l'énergie une demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité dans le cadre des phases 2 et 3 du projet Lecture à distance (LAD).

Dans sa décision D-2014-004, la Régie annonce la tenu de deux séances de travail.

- la première séance de travail, fixée le 13 février 2014, portera uniquement sur l'enjeu de l'impact de l'utilisation, par le Distributeur, de la bande de RF exempte de licence ISM 900 MHz pour le réseau IMA, sur les services offerts en milieu rural par les fournisseurs d'accès internet sans fil.
- la seconde séance de travail, fixée pour le 14 février 2014, se concentrera exclusivement sur les sujets inclus aux suivis de la phase 1 du projet LAD.

Dans une lettre datée du 12 février 2014, le regroupement d'intervenants CANWISP/FSTCI/CI indique à la Régie qu'il entreprend des discussions avec le Distributeur visant à trouver une solution convenable pour toutes les parties en relation avec les préoccupations énoncées à leur demande d'intervention. Les parties travailleront sur une potentielle entente au cours des prochains jours.

Le même jour, la Régie accepte de reporter la tenue de la séance de travail prévue pour le 13 février 2014 compte tenu des négociations en cours entre le Distributeur et CANSWIP.

La date de dépôt des mémoires des intervenants ayant été fixée au 13 mars 2014 par la décision D-2014-004, UC souligne qu'en date du 11 mars 2013, aucun retour d'information n'est parvenu aux intervenants à l'égard de ces négociations.

Dans son mémoire, UC entend traiter

- du suivi de la phase 1 du projet LAD, particulièrement en ce qui concerne
  - les coûts de mise en conformité permettant l'installation des compteurs de nouvelle génération (CNG)
  - des plaintes relatives aux interférences
- de l'implantation des interruptions et remises en service à distance dans un contexte de recouvrement.

UC commentera de façon succincte le fait que le Distributeur n'a toujours pas présenté les modifications des modalités de l'option de retrait comme l'a demandé la Régie dans sa décision D-2013-188.

## 2 Suivi de la Phase 1

Lors de la séance de travail du 14 février 2014, le Distributeur présente le bilan de la Phase 1 du projet LAD.

### 2.1 Installations nécessitant des travaux chez les clients

Dans sa présentation (HQD-3, document 1) page 4, le Distributeur indique

*Installations de compteurs nécessitant une intervention du client (encombrement, mur ou objet devant le compteur) : coopération des clients pour les quelques cas rencontrés (nos soulignés)*

UC a cherché à savoir ce que le Distributeur entendait par « quelques cas ».

*Engagement n° 3 :*

*Fournir le nombre de cas d'installation non conforme (travaux devant être réalisés par le client). (Demandé par UC)*

*Réponse à l'engagement no 3 :*

*Sur le 1,2 million de compteurs de nouvelle génération installés au 13 février 2014, le Distributeur estime à près de 6 000 les cas où l'installation du compteur requérait une intervention du client. **Dans 65 % de ces cas, soit environ 4 000 cas, le client a réglé le problème sans intervention du Distributeur ou suite à une simple communication verbale ou écrite avec le Distributeur.***

***Cependant, dans 35 % de ces cas, soit environ 2 000 cas, le Distributeur a estimé qu'il devra prendre des mesures pour permettre l'installation d'un compteur. Le Distributeur prévoit une gradation des moyens allant d'une explication de la situation au client à l'interruption de service. Toutefois, le Distributeur estime que très peu de cas se rendront au moyen ultime de l'interruption de service et il prévoit bien déployer tous les efforts requis afin d'éviter de telles situations. Le Distributeur estime que l'ensemble des cas pour lesquels il devra intervenir représente moins de 0,2 % du total des installations des compteurs de nouvelle génération.***

Le Distributeur conclut sa réponse en indiquant que l'ensemble des cas pour lesquels il devra intervenir représente moins de 0,2 % du total des installations. De façon évidente, noyer les cas problématiques dans l'ensemble des installations réalisées les banalise. UC soumet que 0,2 % de 3,8 millions de CNG représente tout de même 8 000 cas possibles d'installation non conformes pour lesquels il devra « intervenir ».

Lors de la séance de travail, UC s'est inquiétée des coûts possibles que les consommateurs devraient engager pour permettre l'installation de leur CNG. Le Distributeur s'en est remis aux Conditions de services sous-entendant, comprend UC, qu'il incombait aux clients de réaliser à leurs frais les travaux permettant l'installation des CNG.

À la question d'UC à savoir s'il avait réalisé un balisage ailleurs sur la responsabilité des travaux de mise en conformité dans le cas de déploiement massif de CNG, le Distributeur a répondu par la négative. Il aurait été utile que le Distributeur procède à ce balisage.

En Ontario, dans le cadre du déploiement massif de CNG, les coûts de mise en conformité ont été assumés par les distributeurs puis récupérés dans les tarifs, conformément à la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)<sup>1</sup>.

**Replacement and Repair Costs**

*There was considerable discussion in the hearing on replacement or repair costs of customer owned equipment and whether those costs should form part of the cost recovery in this proceeding. There is evidence that the repair and replacement of customer owned equipment may have increased as a result of the installation of smart meters. On the other hand, this type of expense is not unusual and to a degree occurs in situations where smart meters are not installed.*

*Some of the utilities wish to treat repair and replacement cost as being part of smart meter costs. Others such as Newmarket argued that these costs are part of normal distribution costs. SEC argued that the costs are relatively minor and should be included in the SMI.*

*The Board believes that a common approach to the accounting treatment of these costs is appropriate. Many of the applicants sought direction from the Board in this regard. On balance, the Board believes that while these costs may have been accelerated by the smart meter program, they should not be part of minimum functionality. These costs therefore have been removed from the allowable cost categories described in Appendix "A" to this Decision.*

*The Board considers that the costs of repairing or replacing the meter base extend the useful life of the service asset. Therefore all labour and associated costs incurred, with the exception of material and parts costs for customer owned equipment, shall be capitalized and tracked in a sub-account of the Smart Meter Capital and Recovery Offset Variance Account 1555. The actual material costs to repair or replace any customer owned equipment shall be expensed and also tracked separately in a different sub-account of the Smart Meter OM&A Variance Account 1556 until disposition is ordered by the Board.*

En 2007, Hydro One, prévoyait que 10 % des compteurs nécessiteraient des travaux d'installation<sup>2</sup> :

<sup>1</sup> EB-2007-0063,  
[http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/EB-2007-0063/Dec\\_Reasons\\_Smart%20Meters\\_non-confidential\\_20070808.pdf](http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/EB-2007-0063/Dec_Reasons_Smart%20Meters_non-confidential_20070808.pdf)

<sup>2</sup> [http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/consumers/2007edr/hydroonenetworks/HydroOneNetworks\\_Exhibit\\_%20B-Tab-1\\_20070219.pdf](http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/consumers/2007edr/hydroonenetworks/HydroOneNetworks_Exhibit_%20B-Tab-1_20070219.pdf)

#### 4.0 SMART METER PROJECT COSTS

.....

As mentioned in the introduction of this exhibit, a number of cost items that were contained in Hydro One's December 15, 2006 filing are now being deferred beyond 2007.

Specifically the costs in this application exclude:

1. Costs associated with repairs to customer equipment. Based on installations that Hydro One Distribution has completed to date, it is estimated that 10% of future customer meter changes will require some form of additional attention. This could include a second trip for the replacement of a customer's meter base or an electrical service upgrade. The average cost of this work has been estimated at \$500 per occurrence and was initially included in the forecast expenditures. (nos soulignés)

La proportion prévue par Hydro One du nombre d'installations nécessitant des travaux avant l'installation de compteurs (10 %) était démesurée par rapport au constat du Distributeur (0,2 %). Le cas d'Hydro One est peut-être particulier à moins que le Distributeur sous-estime la proportion des cas problématiques.

UC porte également à l'attention de la Régie la preuve présentée par Toronto Hydro dans le cadre de sa demande déposée en août 2013 visant à récupérer les coûts reliés au déploiement de compteurs intelligents<sup>3</sup>. Le tableau suivant<sup>4</sup> démontre d'abord la croissance du coût unitaire des compteurs installés.

**Tableau 1**  
**Coût unitaire des compteurs (\$/compteur installé) chez Toronto Hydro**

	2006	2007	2008	2009	2010	Average
Installed Meter Capital Costs						
Residential & GS<50 <sup>(1)</sup>	158.57	127.78	156.49	266.21	307.39	166.37
GS>50	948.62	546.38	1431.47	1441.08	1277.42	1091.94
Total Average Capital Costs	160.85	135.98	221.13	395.96	456.28	206.61
Total Average Cost (including OPEX)	163.56	144.19	226.61	450.27	527.96	220.69
% Change vs average 2006 cost		-12%	39%	175%	223%	34%
Note 1: Includes Collectors						

Le tableau suivant toujours présenté dans la preuve de Toronto Hydro<sup>5</sup> explique précise les principales raisons de la croissance importante des coûts unitaires des compteurs installés au cours des années de déploiement.

<sup>3</sup> Application by Toronto Hydro-Electric System Limited ("THESL") for the Disposition and Recovery of Amounts Related to Smart Meter Activities from 2008 to 2010 OEB File No. EB-2013-XXXX. [http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/search/rec?sm\\_udf10=EB-2013-0287&sortd1=rs\\_dateregistered&rows=200](http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/search/rec?sm_udf10=EB-2013-0287&sortd1=rs_dateregistered&rows=200)

<sup>4</sup> *Ibid.*, page 6 du sommaire.

<sup>5</sup> *Ibid.*, page 7 du sommaire.

**Tableau 2**  
**Coûts relatifs d'installation des compteurs chez Toronto Hydro**

Meter Capital Cost (relative to Standard 2008)	2008	2009	2010
Residential Smart Meters (all Residential meter types)	1.0	1.2	1.1
Collector (all Collector meter types)	8.9	9.3	8.7
GS<50 Smart Meters (all GS<50 meter types)	4.7	4.4	3.5
GS>50 Smart Meters (all GS>50 meter types)	8.2	8.0	4.7
Meter Installation Labour Cost (relative to Standard 2008)	2008	2009	2010
Residential Smart Meters (all Residential meter types)	1.0	2.4	3.0
Collector (all Collector meter types)	13.3	11.1	15.6
GS<50 Smart Meters (all GS<50 meter types)	8.3	8.0	8.3
GS>50 Smart Meters (all GS>50 meter types)	20.3	21.7	22.9
Note: For relative cost analysis, labour cost ratios include only direct labour costs; vehicle, administration costs and other like costs are not included.			

Toronto Hydro précise :

*Labour costs for the installation of the standard residential smart meter increased in 2009 and 2010 owing to the scattered and difficult to access nature of those meters.*

En réponse à une demande de renseignements de la CEO<sup>6</sup>. Toronto Hydro donne plus de détails quant aux raisons de la croissance des coûts :

**INTERROGATORY 3:**

*Reference(s): Application, Pages 6 and 7, Table 3 Smart Meter Costs*

*Table 3 is stated as showing that the average per unit cost (capital and operating) for an installed smart meter (residential and commercial) has increased 223% from \$163.56 per smart meter in 2006 to \$527.96 per smart meter in 2010. For residential & GS < 50 kW smart meters, this increase occurs in the years 2008 to 2010, during which time the installed meter capital costs nearly doubled from \$156.49 to \$307.39. THESL cites a couple of reasons for this increase stating that it can be partly attributed to a greater number of smart meter installations in difficult and/or costly locations and the installation of a greater proportion of more expensive three-phase meters installed throughout that same time frame.*

*a) While it is understandable that these factors would tend to increase the cost per average smart meter installed, and have been cited in applications for smart meter cost recoveries by other utilities, please state whether or not these are the only factors? If not, please state what other factors were drivers for the average increase in smart meter costs over time.*

<sup>6</sup> Application by Toronto Hydro-Electric System Limited ("THESL") for the Disposition and Recovery of Amounts Related to Smart Meter Activities from 2008 to 2010 OEB File No. EB-2013-XXXX. [http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/search/rec?sm\\_udf10=EB-2013-0287&sortd1=rs\\_dateregistered&rows=200](http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/search/rec?sm_udf10=EB-2013-0287&sortd1=rs_dateregistered&rows=200)

b) To the extent possible, please provide a breakdown of the increase in the average cost for smart meters over time between all relevant factors.

**RESPONSE:**

a) There are a number of factors that contributed to increasing the unit cost in the later years of the smart meter deployment. The fundamental driver was that the initial deployment concentrated on completing less costly residential meters in large volumes to achieve installation efficiencies. For example, in 2006, 99% of the meters installed were the least expensive residential meters and the deployment involved entire streets and/or multi-unit complexes greatly reducing the labour cost component.

In later years, the deployment shifted to finalizing residential locations with installation or access issues and small commercial sites. This increased the labour cost component and in some cases involved more expensive meter types. There were also some additional factors that influenced increasing costs as noted below:

*(i) A-Base Meter Installations*

The majority of the "A-Base" meter installations were completed in 2008 to 2010. These installations are more labour intensive as they require entry into the home, power being disconnected, and rewiring of the meter base/adaptor. This is in contrast to more typical external installations that essentially only involve a simple swap-out. Based on the additional steps and entry requirements, an "A-Base" meter will cost more than double the cost of an external socket meter installation (not including other factors such as travel time, appointments, and multiple visits).

*(ii) Isolations*

During the initial deployment, THESL discovered a specific meter base type that had a higher number of meter lug failures<sup>7</sup> when the old meter was removed. For the safety of THESL's staff, these meter bases were identified in advance, and THESL was required to perform power isolations during the change-out of these meters. An overhead line crew was required for this work to disconnect power to the service. In some cases where multiple meter bases existed on the same street, THESL would isolate the entire street. This work was done for over a thousand installations in 2010.

*(iii) Single-Phase vs. Three-Phase*

In 2010 only 60% of the meters changed were single-phase or network types, the rest were three-phase meters (three-phase meters are typically more than three times the cost of single-phase meters). Also, 40% of these meters required a three-phase adaptor to convert them to socket based meters. The adaptor alone is the same cost as a single-phase meter. Rewiring was also required for 10-20% of the installations where two meters (a consumption and a demand meter) were replaced with a single smart meter.

*(iv) Asbestos*

Meters with asbestos backer boards were not changed in the early years of the program. A special project was required to deal with these meters, using a qualified asbestos contractor to make the meter base safe to change. This added additional costs to allow for the installation of the smart meter in the later years.

<sup>7</sup> A plastic support designed to hold the lug in place was susceptible to breaking, and as a result the lug on the meter base would not release the connectors from the old meter upon change-out.

*(v) Commercial Meter Changes*

*For commercial meter changes THESL required specific appointments. Many businesses could not allow for a power outage during the day, so appointments and planned outages were required. The majority of the commercial meter changes were done in 2010. The number of commercial meters approximately doubled each year from 2006 to 2010 as a percentage of the total number of smart meter installations, increasing average costs.*

*(vi) Difficult to Access Residential Meter Changes*

*Difficult to access or indoor residential meters often required multiple visits. THESL staff would leave "appointment required" cards for customers, before entering into an escalation process. Many of these installations required considerable additional time and effort before an appointment could be arranged and conversion could be completed. These types of installations increased (as a proportion of the total meters installed) towards the end of the smart meter project.*

*b) THESL is not able to quantify the effects of each of the above noted cost drivers in isolation. Where applicable, THESL has identified an order of magnitude estimate of the potential cost impact. THESL notes that the aggregate impact of these factors would be particularly noticeable in the latter years of the program, as the number of these difficult installations increased as a percentage of the total. (nos soulignés)*

Si la situation qui prévaut en Ontario se reproduit au Québec, UC constate que de nombreux problèmes de conformité des installations peuvent être rencontrés et que la proportion constatée par le Distributeur de 0,2 % dans la phase 1 du projet LAD n'est pas garante de la proportion qui sera constatée dans les phases 2 et 3.

Conséquemment, de nombreux ménages ont ou devront défrayer des coûts pour permettre l'installation de leur CNG et parmi eux, vraisemblablement des ménages à revenu modeste. Sur la base de ce que comprend UC de l'expérience d'Hydro One, ces dépenses peuvent avoisiner plusieurs centaines de dollars<sup>8</sup>. UC rappelle que plusieurs de ces mises en conformité ont ou vont précipiter des dépenses qui peut-être n'auraient jamais été nécessaires avant des décennies. UC rappelle que sur une période de 20 ans, les économies actualisées prévues de quelque 200 millions \$ attribuables aux 3,75 millions de CNG installés<sup>9</sup> représenteraient 50 \$ par client sur 20 ans (2,5 \$ par année ou 22 ¢/mois) si elles se réalisaient et se reflétaient sur la facture des clients, ce qui est loin d'être certain. Ce montant ne suffirait pas même à payer la première heure de travail d'un électricien engagé pour réaliser, le cas échéant, des travaux nécessaires de mise en conformité des installations. Cette problématique n'a peut-être pas suffisamment été abordée dans le cadre des audiences de la Phase 1 du projet LAD. Pourtant les travaux qu'ont ou que devront exécuter de trop nombreux clients du Distributeur sont requis pour que projet LAD procure un gain à l'ensemble de la collectivité. Le tableau suivant illustre la rentabilité du Projet LAD si les coûts de mise en conformité des installations chez les clients sont internalisés.

<sup>8</sup> Il a été porté à l'attention d'UC le cas d'un ménage dans Villeray, propriétaire d'un duplex qui a subi de nombreuses rénovations au cours du temps, à qui l'installateur a indiqué qu'il devra entreprendre des travaux majeurs de mise en conformité de ses installations électriques avant qu'un CNG ne puisse être installé chez eux.

<sup>9</sup> R-3770-2011- HQD-1, document 1, rentabilité excluant l'investissement de 87,8 M\$ requis pour la mise en place des TI de l'infrastructure IMA

**Tableau 3**  
**Illustration de l'impact des coûts de mise en conformité des installations des clients sur la rentabilité du projet LAD**

<b>Coûts de mise en conformité des installations (M\$)</b>			
	% de mises en conformité requises des 3 750 000 compteurs		
	1%	5%	10%
Coût unitaire des travaux (\$)			
500	19	94	188
1 000	38	188	375
<b>Valeur actualisée des gains du projet LAD selon les scénarios de % de mise en conformité et de coût unitaire des travaux (M\$)</b>			
	% de mises en conformité requises des 3 750 000 compteurs		
	1%	5%	10%
Coût unitaire des travaux (\$)			
500	181	106	13
1 000	163	13	-175

**UC recommande à la Régie d'exiger plus de transparence de la part du Distributeur sur cet enjeu qui s'avèrera important pour plusieurs milliers de ménages.** Le Distributeur indique qu'il prévoit une gradation des moyens allant d'une explication de la situation au client à l'interruption de service. Il estime que très peu de cas se rendront au moyen ultime de l'interruption de service et il prévoit bien déployer tous les efforts requis afin d'éviter de telles situations. UC ne doute pas que le Distributeur consent des efforts pour assister les ménages. Quant à savoir s'ils sont suffisants, judicieux et équitables, elle ne peut en juger. C'est pourquoi elle souhaite s'assurer que les ménages confrontés à cette difficulté ont été et seront traités avec déférence et équité et qu'aucun ménage se retrouvera dans une situation inconfortable parce que le Distributeur veut changer son compteur par un CNG.

**C'est pourquoi UC demande à la Régie d'exiger du Distributeur un suivi particulier et détaillé des cas de compteurs non conformes en documentant de façon explicite ce qu'il appelle « la gradation des moyens ».**

En outre, les mises en conformité pourraient représenter des dépenses importantes pour les ménages, dépenses qui n'auraient pas été nécessaires si le projet LAD du Distributeur n'avait pas été mis en branle. **UC demande donc à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il assume, comme cela est le cas en Ontario, les coûts de mise en conformité engagés ou à venir. Subsidiairement, UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur le versement d'une contribution aux clients qui ont ou devront réaliser des travaux de mise en conformité.**

## **2.2 Plaintes relatives aux interférences**

### **2.2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR**

Le Distributeur a toujours balayé du revers de la main l'idée que les CNG puissent être responsables d'interférence, comme en fait foi une réponse à une demande de renseignement du RNCREQ dans la demande R-3770-2011 (HQD-7, document 4).

#### **Question du RNCREQ**

*10.1 Est-ce que le Distributeur a vérifié le potentiel d'interférence, dans un sens ou dans l'autre, des compteurs choisis à l'égard de :*

10.1.1 téléphone cellulaire;

**Réponse du Distributeur**

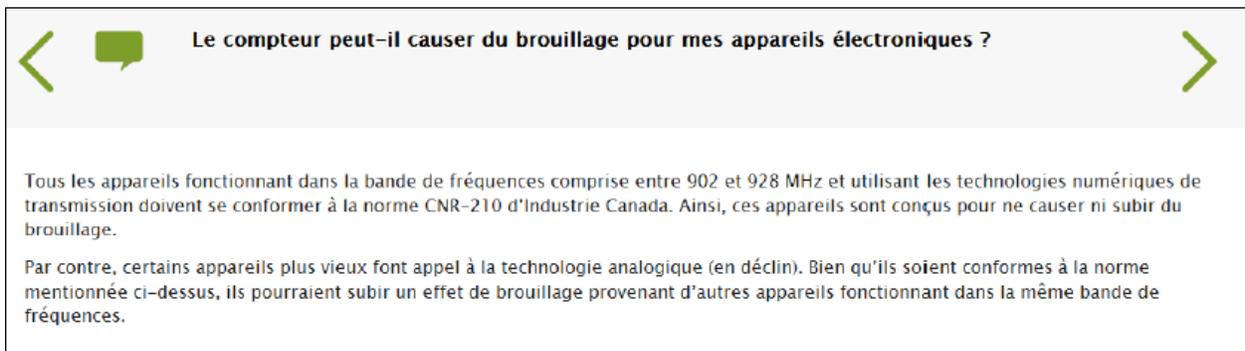
Tous les appareils fonctionnant sur la bande de 902-928 MHz et utilisant les technologies numériques de transmission doivent se conformer à la norme CNR-210 d'Industrie Canada. Ces appareils pourront alors éviter de causer ou de subir de l'interférence. La grande majorité des appareils présentement disponibles sur le marché utilisent cette technologie numérique.

Les compteurs de nouvelle génération utilisent la technologie numérique leur permettant d'éviter les effets de l'interférence.

La question du RNCREQ s'étendait sur une multitude d'appareils : téléphones sans fil résidentiels, radios de service de techniciens de service; radio de surveillance de bébé; systèmes d'alarme avec détecteurs sans fil ou autres éléments des systèmes d'alarme; routeurs WiFi résidentiels; équipements médicaux, CPAP, etc.; fours micro-ondes; équipement de protection électrique récent. Systématiquement, le Distributeur réitérait la réponse à la question 10.1.1.

C'est d'ailleurs avec une grande constance et cohérence que le Distributeur reproduit le même discours sur les pages de son site Web dédié aux CNG comme le démontre la figure suivante :

**Figure 1**  
**Extrait du site Web du Distributeur relatif aux questions d'interférence**



Or, selon UC, il s'agit d'une façon bien cavalière d'éluder ce qui a été et reste un enjeu important associé au projet LAD et à l'IMA. Ce que dit le Distributeur en fait, c'est qu'il décline toute responsabilité. Si des clients subissent des problèmes d'interférence dus aux CNG, ils n'ont qu'à les endurer à défaut de s'acheter du « neuf ». Tant pis si leurs appareils actuels pouvaient durer encore des années et qu'ils étaient conformes à la norme CNR-210.

## 2.2.2 PLAINTES REÇUES PORTANT SUR LES INTERFERENCES

À la page 11 de HQD-3, document 1, le Distributeur présente ainsi le nombre de plaintes de clients par types de motifs.

**Tableau 4**  
**Nombre de plaintes de clients par types de motif**

Motif	2013				
	T1	T2	T3	T4	Total
Conditions de service		12	6	8	26
Facturation	1	3	6	8	18
Interférence		8	27	2	37
Préoccupations / Refus	1	4	10	10	25
Prestation de service	1	43	71	90	205
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>70</b>	<b>120</b>	<b>118</b>	<b>311</b>

Note: Le nombre de plaintes pour le deuxième trimestre a été révisé suite à la découverte d'une erreur de compilation des données. De plus, certaines plaintes du deuxième trimestre ont été reclassées dans un autre motif, suite à leur traitement, afin de mieux refléter l'objet réel des plaintes afférentes.

Sur les 311 plaintes comptabilisées, 37 concernaient des interférences associées aux CNG. À la page 12 de HQD-3, document 1, le Distributeur décrit ainsi ces plaintes

*Allégation à l'effet qu'un équipement fonctionne moins bien depuis l'installation du compteur. Par exemple : spa = problème d'installation électrique non lié aux interférences*

D'une part, l'utilisation du mot allégation n'est probablement pas fortuite : une allégation reste une affirmation sans preuve jusqu'à ce qu'elle puisse être prouvée. D'ailleurs personne, mis à part le Distributeur, ne sait encore combien parmi ces 37 plaintes sont fondées. D'autre part, lors de la séance d'information, le Distributeur a semblé minimiser la nature des plaintes reçues : peu nombreuses, peu fondées, appareils vétustes.

UC a pourtant cru comprendre du Distributeur que certaines (combien?) de ces plaintes étaient fondées et qu'il y avait bien eu des interférences causées par les émissions des CNG. UC a cru également comprendre que des ententes étaient intervenues entre le Distributeur et les clients plaignants pour régler leur problème d'interférence. UC a d'ailleurs demandé au Distributeur de préciser cette information.

*Engagement no 1 :*

*Du nombre de plaintes portant sur des allégations d'interférences entre le réseau IMA et des appareils électroniques domestiques, fournir le nombre de clients ayant fait l'objet d'un règlement entre Hydro-Québec et le propriétaire. (Demandé par UC)*

*Réponse à l'engagement no 1 :*

*Aucun cas d'interférences n'a donné lieu à ce jour à un dédommagement du client.*

Le fait qu'il n'y ait eu aucun dédommagement n'exclut pas qu'il y ait eu des interférences dues aux CNG. Le bilan que dresse le Distributeur sur la question des interférences est particulièrement idyllique et UC se réjouirait franchement de la situation si elle ne soupçonnait pas une autre réalité. Or, deux exemples absolument étrangers à la vétusté des appareils laissent entrevoir que des interférences se produisent et peuvent être nuisibles ou dommageables.

### 2.2.3 INTERNET

Dans sa décision D-2014-004, la Régie accorde entre autres le statut d'intervenant à CANWISP, CI et FSTCI qui entendent traiter de l'impact de l'utilisation par le réseau IMA de la bande de radiofréquences (RF) exempte de licence ISM 900 MHz sur les services offerts en milieu rural par les fournisseurs d'accès internet sans fil qui utilisent cette même bande de fréquence et, en particulier, d'un possible brouillage radioélectrique des systèmes desdits fournisseurs causé par l'implantation du réseau maillé du Distributeur en milieu rural.

L'intervention des fournisseurs de service Internet et l'empressement du Distributeur à entreprendre des négociations avec eux à la mi-février, témoignent de problèmes réels d'interférence.

### 2.2.4 APPAREILS MÉDICAUX

Des appareils modernes, récents et ni émetteurs ni récepteurs sur la bande 902-928 MHz, seraient pourtant sensibles aux radiofréquences. La figure suivante est extraite d'un manuel d'utilisation d'un appareil médical<sup>10</sup> devant être utilisé tous les jours à la maison.<sup>11</sup> Il s'agit d'une mise en garde pour les utilisateurs afin de prévenir des perturbations de l'appareil. Cette mise en garde se traduit par des distances minimales à respecter entre l'appareil et les équipements émetteurs de radiofréquence en fonction de leur puissance nominale de sortie et de la fréquence d'émission. UC est d'avis que si le fabricant de cet appareil médical se donne la peine de fournir un tableau technique si détaillé, c'est qu'il y a une menace réelle de perturbation de l'appareil.

**Figure 2**  
**Extrait du manuel d'utilisation d'un appareil médical**

Distances de séparation recommandées entre les équipements de communication RF portables et mobiles et l'AutoSet CS2			
L'AutoSet CS2 est prévu pour une utilisation dans un environnement dans lequel les perturbations radioélectriques par radiation sont contrôlées. Le client ou l'utilisateur de l'AutoSet CS2 peut prévenir les perturbations électromagnétiques en respectant les distances minimales recommandées ci-dessous pour la séparation entre les équipements de communication RF portables et mobiles (émetteurs) et l'AutoSet CS2, en fonction de la puissance maximale de sortie de l'équipement de communication.			
Puissance nominale de sortie maximale de l'émetteur W	Distance de séparation en fonction de la fréquence de l'émetteur (m)		
	150 kHz à 80 MHz $d = 1,17 \sqrt{P}$	80 MHz à 800 MHz $d = 0,35 \sqrt{P}$	800 MHz à 2,5 GHz $d = 0,70 \sqrt{P}$
0,01	0,17	0,04	0,07
0,1	0,37	0,11	0,22
1	1,17	0,35	0,70
10	3,69	1,11	2,21
100	11,70	3,50	7,00

Pour les émetteurs avec une puissance nominale de sortie maximale ne figurant pas dans le tableau ci-dessus, la distance de séparation recommandée  $d$  en mètres (m) peut être déterminée à l'aide de l'équation applicable à la fréquence de l'émetteur, où  $P$  correspond à la puissance nominale de sortie maximale de l'émetteur en watts (W) indiquée par le fabricant de l'émetteur.

REMARQUE 1 : à 80 MHz et 800 MHz, la distance de séparation pour la plage de fréquences la plus élevée s'applique.

REMARQUE 2 : il est possible que ces directives ne s'appliquent pas à toutes les situations. La propagation électromagnétique est affectée par l'absorption et la réflexion des structures, des objets et des personnes.

<sup>10</sup> [http://www.resmed.com/fr/assets/documents/product/autoset\\_cs2/user\\_guide/26861\\_autoset-cs2\\_user\\_guide\\_eur1\\_fre.pdf](http://www.resmed.com/fr/assets/documents/product/autoset_cs2/user_guide/26861_autoset-cs2_user_guide_eur1_fre.pdf)

<sup>11</sup> Il s'agit d'un appareil de ventilation à pression positive continue qui permet de traiter les patients souffrant d'apnée obstructive du sommeil dont les risques de morbidité sont démontrés.

UC fournit ce document à titre illustratif sans en faire un cas particulier pour démontrer que des appareils de fabrication récente sont sensibles aux radiofréquences. UC prétend que le Distributeur n'a peut-être pas tout fait pour s'informer ou informer sa clientèle des risques réels d'interférences, se cachant tout simplement derrière la norme CNR-210 comme s'il déléguait à autrui ses responsabilités de bon citoyen corporatif.

## 2.2.5 COMPÉTENCES DE LA RÉGIE ET RECOMMANDATIONS D'UC

La Régie indique dans sa décision procédurale D-2014-004

*[19] Comme elle l'a déjà souligné dans le cadre de la phase 1 du Projet, la Régie n'a pas, stricto sensu, de juridiction en matière de RF, puisqu'il s'agit d'un champ de compétence propre à une instance fédérale, soit Industrie Canada, dans le cas du présent dossier.*

*[20] Néanmoins, la Régie peut se pencher sur l'impact de cette problématique particulière sur la réalisation du Projet, mais également sur certaines de ses conséquences socio-économiques. En effet, dans l'exercice de ses fonctions, la Régie doit assurer « la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs [et favoriser] la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif »(nos soulignés et note de bas de page omise)*

Dans ce contexte, UC aurait souhaité du Distributeur une attitude plus transparente et proactive en ce qui concerne les interférences causées par les CNG. Si le Distributeur a de l'information à ce sujet, au-delà de l'existence de la norme CNR-210, il doit la fournir. S'il n'a pas réalisé d'étude sur le sujet, il devrait les entreprendre dans les meilleurs délais pour le bénéfice de sa clientèle.

**UC recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur un suivi particulier et détaillé des cas d'interférence. Enfin, UC est d'avis que si des cas d'interférences s'avéraient, la Régie devrait convenir de mesures compensatoires justes, raisonnables et universelles afin de ne pas laisser de place à des décisions arbitraires de la part du Distributeur.**

## 3 Interruptions et remises en service à distance

Selon le Distributeur, et comme reconnu par la Régie dans sa décision D-2012-127, le projet LAD permettra au Distributeur d'améliorer de façon substantielle l'efficacité de ses activités d'interruption et remise en service du processus de recouvrement. À ce propos, le Distributeur indique d'ailleurs dans sa preuve<sup>12</sup> :

*Les processus d'affaires liés à la fonction d'interruption et de remise en service sont actuellement en cours de révision. La livraison de la solution informatique automatisant entièrement la fonctionnalité Interruption / Remise en service pour les locaux vacants, les demandes des clients et le recouvrement est prévue au plus tard en avril 2014 en lien avec la période de reprise des activités d'interruption et de remise en service pour le recouvrement.*

<sup>12</sup> HQD1-document 3, pages 18 et 19.

---

Le Distributeur a également indiqué dans une réponse à un engagement pris lors de la séance d'information du 14 février dernier que les fonctions d'interruptions et remise en service en distance seraient en fonction au printemps prochain<sup>13</sup>.

*Engagement n° 2 :*

*Fournir le nombre de branchements / débranchements (« connect / disconnect ») réalisés jusqu'à présent. (Demandé par GRAME)*

*Réponse à l'engagement no 2 :*

*La fonctionnalité branchement / débranchement a été testée de bout en bout pour les locaux vacants dans 142 cas. Le Distributeur a ainsi réalisé 83 interruptions à distance et 59 remises en service à distance. Le Distributeur considère donc cette fonctionnalité pleinement opérationnelle.*

*Dès la fin de la période hivernale pendant laquelle les interruptions sont suspendues, cette fonctionnalité sera utilisée dans le cadre du processus de recouvrement.*

Bien que la nature du présent dossier ne permet pas de débattre des conditions de services<sup>14</sup>, UC prétend que la mise en place de nouvelles façons de faire en matière d'interruption et de remise en service grâce aux possibilités des CNG doit faire l'objet d'une réflexion beaucoup plus large qu'une révision de processus d'affaires chez le Distributeur quant aux impacts possibles sur les ménages en recouvrement. La révision de ce processus, voire la codification des principaux éléments de ce processus, doit être rapidement et impérativement discutée.

À cette fin, UC présente quelques exemples de politique d'interruption de service à travers le monde, liée ou non à l'utilisation de compteurs communicants. Malgré des contextes différents et particuliers à chacune de ces juridictions, le souci d'assurer la protection des clients vulnérables apparaît récurrent.

### **3.1 Les interruptions de service ailleurs dans le monde**

#### **3.1.1 ONTARIO : HYDRO ONE**

Chez Hydro One<sup>15</sup>, outre les délais entre les factures impayées et l'interruption de service, les conditions de service prévoient une procédure bien particulière pour les personnes souffrant de problèmes de santé (avis affiché sur la propriété) ou encore la désignation par le client d'une tierce personne qui peut également recevoir une copie de l'avis de débranchement.

---

<sup>13</sup> HQD-3, document 2.

<sup>14</sup> D'ailleurs, pas plus que le dossier de la Phase 1 du projet LAD (R-3770-2011).

<sup>15</sup> Hydro One, Conditions de service, mai 2013

### **A. Débranchement ou installation d'un contrôleur de charge pour raison de non-paiement**

*Si une facture demeure en totalité ou en partie impayée après le délai prévu de dix-neuf (19) jours calendaires suivant la date de la facturation et*

*(i) si elle demeure impayée après le délai prévu d'au moins soixante (60) jours calendaires après remise d'un avis de débranchement par écrit au client en personne, par courrier, ou au moyen d'un avis affiché bien en évidence sur la propriété, dans le cas d'un client résidentiel qui a fourni à Hydro One l'attestation d'un médecin confirmant que le débranchement du service d'électricité risque d'entraîner des effets préjudiciables importants sur la santé physique du client ou sur la santé physique du conjoint du client, d'un membre à la charge de la famille ou d'une autre personne résidant régulièrement au domicile du client; ou*

*(ii) si, dans tous les autres cas, elle demeure impayée après le délai de dix (10) jours calendaires accordé après remise d'un avis de débranchement par écrit au client en personne, par courrier, ou au moyen d'un avis affiché bien en évidence sur la propriété; Hydro One peut interrompre entièrement ou contrôler l'approvisionnement électrique du client.*

*Conformément à l'article 4.2.1 du Code des réseaux de distribution, lorsque Hydro One débranche la propriété du client pour raison de non-paiement de sommes dues, Hydro One fournit au client un Avis de sécurité-incendie du Bureau du commissaire des incendies et tout autre avis de sécurité publique ou bulletin d'information que les autorités en la matière ont fournis à Hydro One et qui renferme des renseignements sur les dangers associés au débranchement du service électrique.*

*Un client résidentiel peut désigner une autre personne à qui Hydro One doit aussi envoyer une copie de l'avis de débranchement, pourvu que la demande soit adressée durant le délai de préavis minimal applicable indiqué dans le présent article.*

*Hydro One suspendra toute mesure de débranchement pendant vingt-et-un (21) jours à partir de la date à laquelle un organisme de bienfaisance enregistré, un organisme gouvernemental ou un organisme de services sociaux l'avise formellement qu'il est en train d'évaluer un client résidentiel afin de déterminer si le client est admissible à une aide au paiement des factures, pourvu que l'organisme communique cet avis d'évaluation à Hydro One dans les dix (10) jours suivant la date à laquelle le client reçoit l'avis de débranchement. Dans le cas où le client a demandé qu'une autre personne reçoive aussi une copie de l'avis de débranchement, et que cette personne avise Hydro One qu'elle essaie de faire les arrangements nécessaires pour fournir une aide au paiement de la facture, Hydro One suspendra toute mesure de débranchement pendant vingt-et-un (21) jours pourvu que la personne communique son avis d'arrangement d'aide dans les dix (10) jours suivant la date à laquelle le client reçoit l'avis de débranchement. Si l'organisme compétent envoie un avis à Hydro One indiquant que le client résidentiel n'est pas admissible à l'aide au paiement de la facture, ou si la tierce personne désignée par le client décide de ne pas fournir l'aide au paiement, Hydro One peut alors procéder au débranchement du service chez le client.*

Selon UC, des procédures similaires adoptées par le Distributeur et codifiées par règlement pourraient éviter des débranchements malheureux chez des clients vulnérables,

particulièrement lorsque des interruptions peuvent se faire à distance et sans contact direct avec les clients.

### 3.1.2 FRANCE : EDF

En France, les conditions de services d'EDF spécifient que les clients peuvent en appeler des services sociaux avant d'être débranchés<sup>16</sup> pour non-paiement de factures d'électricité.

#### *11.2 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement*

*En l'absence de paiement et sous réserve des dispositions de l'article 12, EDF informe le Client par courrier qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de règlement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.*

*À défaut d'accord entre EDF et le Client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le Client par courrier valant mise en demeure que :*

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture d'électricité pourra être réduite ou suspendue,*
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le Contrat.*

*Le Client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action et des familles. (nos soulignés)*

En outre, depuis l'automne 2013, les interruptions de services (électricité, gaz et eau) sont interdites en hiver par la loi, bien que les fournisseurs d'électricité peuvent néanmoins procéder à une réduction de puissance

*Article L115-3*

*(Modifié par LOI n°2013-312 du 15 avril 2013 - art. 19)*

*Dans les conditions fixées par la loi n° 90-449 du 31 mai 1990 visant à la mise en œuvre du droit au logement, toute personne ou famille éprouvant des difficultés particulières, au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence, a droit à une aide de la collectivité pour disposer de la fourniture d'eau, d'énergie et de services téléphoniques dans son logement.*

*En cas de non-paiement des factures, la fourniture d'énergie, d'eau ainsi que d'un service téléphonique restreint est maintenue jusqu'à ce qu'il ait été statué sur la demande d'aide. Le service téléphonique restreint comporte la possibilité, depuis un poste fixe, de recevoir des appels ainsi que de passer des communications locales et vers les numéros gratuits, et d'urgence.*

*Du 1<sup>er</sup> novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, les fournisseurs d'électricité, de chaleur, de gaz ne peuvent procéder, dans une résidence principale, à l'interruption, y compris par résiliation de contrat, pour non-paiement des factures, de la fourniture d'électricité, de chaleur ou de gaz aux personnes ou familles. Les fournisseurs*

<sup>16</sup> EDF, Offre « Mon Contrat Électricité » Conditions Générales de Vente pour la fourniture d'électricité applicables aux clients résidentiels 1<sup>er</sup> février 2014.

d'électricité peuvent néanmoins procéder à une réduction de puissance, sauf pour les consommateurs mentionnés à l'article L. 337-3 du code de l'énergie<sup>17</sup>. Un décret définit les modalités d'application du présent alinéa. Ces dispositions s'appliquent aux distributeurs d'eau pour la distribution d'eau tout au long de l'année.

Lorsqu'un consommateur n'a pas procédé au paiement de sa facture, le fournisseur d'électricité, de chaleur, de gaz ou le distributeur d'eau l'avise par courrier du délai et des conditions, définis par décret, dans lesquels la fourniture peut être réduite ou suspendue ou faire l'objet d'une résiliation de contrat à défaut de règlement.

Les fournisseurs d'électricité, de gaz naturel ou de chaleur transmettent à la Commission de régulation de l'énergie et au médiateur national de l'énergie, selon des modalités définies par voie réglementaire, des informations sur les interruptions de fourniture ou les réductions de puissance auxquelles ils procèdent. (nos soulignés)

### 3.1.3 ANGLETERRE : L'OFGEM

L'Office of Gas and Electricity Market<sup>18</sup> qui réglemente les marchés de l'énergie en Angleterre a élaboré des encadrements destinés aux fournisseurs d'énergie afin d'éviter de débrancher des consommateurs vulnérables (personnes âgées, avec un handicap ou souffrant d'une maladie chronique) et d'assurer leur protection. Il ne s'agit ni d'une loi ni d'un règlement.

#### ***Identifying the status of customers prior to disconnection***

*The intention is that this guidance would apply with regard to taking all reasonable steps to ascertain whether the Domestic Customer or occupants of affected premises are of Pensionable Age, disabled or chronically sick prior to disconnection.*

*Suppliers are reminded that, in addition to having regard to this guidance, they should comply with other obligations under their licences and in other legislation and guidance. For example, suppliers are reminded of the need to ensure that communications materials are appropriate to the needs of customers, referring where applicable to relevant legislation such as the Equality Act 2010. Suppliers are reminded to act properly and proactively when considering a customer's ability to pay by taking into account the "Key Principles for ability to pay". Suppliers are also reminded that they cannot disconnect premises for any unpaid charges which are genuinely in dispute.*

*This guidance is not intended to be exhaustive nor does it imply that these steps must be taken in each case and it is ultimately for suppliers to determine the steps they need to take to meet their supply licence conditions. Suppliers should assess each individual case on its merit. These steps provide important protections, particularly for vulnerable consumers. Ofgem will take compliance with these very seriously and is likely to consider enforcement action to be a proportionate response to a single case of breach.*

<sup>17</sup> Notre note : Il s'agit des consommateurs qui ont droit au tarif de première nécessité. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-tarif-de-premiere-necessite-TPN.html>

<sup>18</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/57343/modification-direction.pdf>

*The sort of proactive steps that we would generally expect suppliers to consider to identify the status of customers and occupants include:*

- *reviewing appropriate notes on the customer's accounts to ascertain whether any vulnerability is recorded with regard to the customer or occupants at the premises*
- *reviewing written contact with customers struggling to pay to ensure that it is in plain English and that the customer is encouraged to ask for help and is also directed towards independent sources of help*
- *making multiple attempts to make personal contact with the customer by various means and at various times of day*
- *undertaking personal visits to the property which is at risk of being disconnected at various times of day and completing a visual check of the premises looking for signs of vulnerability of the customer or occupants at the premises.*
- *checking whether a property appears to be temporarily or permanently unoccupied*
- *checking whether there has been a change of occupancy*
- *attempting to check with any appropriate advice or other agency such as local authority or housing association*
- *obtaining senior management authorisation prior to any disconnection being carried out. (nos soulignés)*
- 

UC soumet que l'OFGEM insiste sur des contacts personnels et de multiples vérifications sur le terrain afin de s'assurer qu'aucune personne vulnérable n'est à risque.

### **3.1.4 ÉTATS-UNIS : L'UTILITY STANDARD BOARD**

L'Utility Standard Board (USB) <sup>19</sup> est un regroupement de six grandes entreprises électriques dont l'objectif a été de développer pour la Commission électrotechnique internationale (CÉI) certains standards techniques supportant les infrastructures de mesurage avancé. Les standards techniques relatifs aux interruptions et remises en services à distance ont déjà été approuvés par la CÉI et le groupe a cessé ses activités.

En parallèle du développement de normes techniques, l'USB a également énoncé des politiques ou encadrements relatifs aux interruptions et remises en services à distance, politiques destinés à ses membres bien que ces derniers demeurent libres de les appliquer ou non.<sup>20</sup> Ces politiques s'énoncent ainsi :

*(ii) Remote Disconnect*

*Only remotely disconnect customers in specific categories, such as those in high turn-around housing or for customers who regularly fail to pay their bills or for those whose meter is difficult/dangerous to access*

*Include significant attempts to warn customers of impending disconnections and undertake many other revenue protection activities before actually performing the disconnection.*

*Remotely disconnect all move-out customers at a mutually agreed-upon time.*

*Use remote disconnect as surgical equivalent to load shedding during emergencies*

<sup>19</sup> <http://www.utilitystandardsboard.com/overview.html>

<sup>20</sup> <http://www.utilitystandardsboard.com/remotely.html>

**Remote Connect**

*Only remotely connect customers when a service representative is on site.*

*Only remotely connect customers in specific categories, such as those in high turn-around housing or commercial customers or those who have specifically requested remote connection.*

*Only remotely connect customers after a service representative has directly contacted them by phone or other communications.*

*Remotely connect customers even though attempts to contact them have failed.*

*Remotely connect all move-in customers at a mutually agreed-upon time.*

UC est d'avis que ces politiques découlent vraisemblablement d'une nouvelle réalité (risque, menace, dangerosité pour les clients d'un branchement à distance) qui n'a pas encore été prise en compte par le Distributeur comme en font foi ses réponses aux questions d'UC<sup>21</sup>.

Question 2.1 d'UC

*Selon le Distributeur, pourquoi les membres du regroupement USB précisent-ils only remotely connect customers when a service representative is on site?*

Réponse du Distributeur

*Le Distributeur ne peut fournir de réponse pour un tiers et n'est pas au fait du détail des travaux de cet organisme, ni des normes qu'il pourrait proposer.*

Question 2.3 d'UC

*UC constate que les normes proposées par le regroupement USB ont pour conséquence que les interruptions et les remises en service à distance ne pourraient pas s'appliquer à tous les cas de figure. Dans l'éventualité où les normes proposées par le regroupement USB s'imposaient en Amérique du Nord, comment cela affecterait-il les gains prévus par le projet LAD comme indiqué au point (iii)?*

Réponse du Distributeur

*La question de l'intervenant est hypothétique compte tenu du fait que les Conditions de service d'électricité sont fixées par la Régie.*

UC admet que cette dernière question comportait une ellipse, sous-entendant que si la sécurité des consommateurs imposait ailleurs certaines normes ou politiques ignorées présentement par le Distributeur dans les Conditions de service, ce dernier n'hésiterait pas un instant à proposer à la Régie d'intégrer ces normes dans les Conditions de service, comme il l'a fait lorsqu'il a fallu entre autres d'intégrer l'article 10.4 - Mesurage sans émission de radiofréquences ou encore lorsqu'il a proposé dans sa dernière demande tarifaire, de modifier la définition de chemin public (R-3854, HQD-12, document 2, page 17) sur la base de la justification suivante :

*En vertu des CDSÉ, tout segment de ligne qui n'est pas le long d'un chemin public est considéré comme un branchement. Or, il existe aujourd'hui plusieurs situations où la voie de circulation publique ne correspond pas à cette définition puisque l'entretien, bien que régulier et adéquat, n'est pas à la charge d'une municipalité, d'un gouvernement ou de l'un de ses organismes. Cela a parfois des conséquences importantes sur les coûts relatifs au branchement à assumer par le requérant.*

---

<sup>21</sup> HQD-2, document 7.1.

*Ainsi, dans une optique d'équité pour les clients et de simplification de l'application des règles, la définition de la notion de chemin public doit être revue pour tenir compte de ces nouvelles réalités urbanistiques où les rues ne sont plus toujours de propriété publique.*

UC soumet que les interruptions et les remises en service à distance sont également une nouvelle réalité puissante qui mérite sinon une modification des Conditions de service, à tout le moins une réflexion sur la protection et la sécurité des consommateurs et particulièrement des consommateurs les plus vulnérables.

### **3.2 Moratoire sur les interruptions et les remises en services à distance**

UC comprend que la demande relative aux Phases 2 et 3 du Projet LAD ne permet pas de traiter de modifications aux Conditions de service. En revanche, UC croit urgent et nécessaire d'obtenir du Distributeur la démonstration que la sécurité des clients, particulièrement les plus vulnérables, qui sont confrontés à un débranchement à distance (ou ultimement le branchement à distance) continue d'être assurée.

Évidemment, si le Distributeur décidait de maintenir dans ses activités de recouvrement une visite sur les lieux par un de ses représentants, les gains d'efficacité seraient amoindris. Toutefois, selon UC, la question n'est absolument pas de savoir si le Projet LAD demeurera rentable ou non, mais d'obtenir toutes les garanties que la sécurité des clients en situation de recouvrement continuera d'être assurée.

Le Distributeur indique qu'il révisera les processus d'affaires liés à la fonction d'interruption et de remise en service. **UC demande donc à la Régie d'exiger du Distributeur, dans une demande ultérieure, la codification de ce nouveau processus par une mise à jour de ses Conditions de service.**

D'ici là, afin d'éviter que des incidents malheureux ne se produisent, **UC demande à la Régie qu'elle ordonne au Distributeur de surseoir aux interruptions et remises en service à distance tant que cette mise à jour n'aura pas été approuvée par la Régie.**

## **4 Commentaire sur la nouvelle option de retrait attendue**

Le 2 février 2012, lors d'une rencontre préparatoire dans le cadre sur la Phase 1 du Projet LAD, la Régie avait demandé au Distributeur de déposer une solution pour les clients qui ne voudraient pas de CNG<sup>22</sup>.

*En d'autres mots, je pense qu'on n'a pas besoin d'avoir une grosse boule de cristal pour conclure, 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 conformes aux normes canadiennes en matière d'émission de radiofréquences.*

*Alors, la Régie va devoir tenir compte de ce fait, là. 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.*

<sup>22</sup> R-3770-20100, NS de la rencontre préparatoire du 2 février 2012.

Le 15 mars 2012, **soit à peine 6 semaines après la demande de la Régie**, le Distributeur répondait à la demande de la Régie en déposant dans le cadre du dossier R-3788-2012, sa 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.

Le 2 décembre 2013, dans sa décision D-2013-188, la Régie indique au Distributeur :

*En conséquence, en vertu de l'article 48 al. 1 de la Loi, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans les meilleurs délais, sa demande de modification relative aux frais liés à l'option de retrait dans le présent dossier. Cette demande sera traitée dans le cadre d'une phase 2 et ne fera donc pas l'objet d'un débat dans le cadre de l'audience qui débutera le 6 décembre prochain. La Régie fixera l'échéancier de traitement à la suite de ce dépôt.* (nos soulignés)

Dans le cadre des audiences de la demande tarifaire<sup>23</sup>, le Distributeur avait précisé que la nouvelle option serait présentée au début de 2014 (février 2014).

*Q. [112] Un dernier point. Dans le cadre du présent dossier, la Régie, comme vous le savez, va tenir une Phase II prochainement et, aux fins de cette Phase II, a demandé à Hydro-Québec de déposer une proposition de réduction des frais, des frais d'options, c'est-à-dire les frais de... soumis aux clients qui choisissent d'avoir un compteur non communicant. Est-ce que vous avez une idée de la... du moment où cette proposition pourrait être logée?*

*R. Oui. De la même façon, je vous dirais qu'au début... vous allez me dire qu'on a beaucoup de... beaucoup d'intentions pour le début de l'année.*

*LA PRÉSIDENTE:*

*Q. [113] Les vacances vont être courtes.*

*R. Mais, on pense bien, là, qu'au mois de février deux mille quatorze (2014), on devrait être en mesure de revenir avec une nouvelle estimation des frais pour l'option de retrait.*

Au moment de rédiger ce mémoire, **soit plus de 3 mois après cette décision**, le Distributeur n'a toujours pas déposé de demande à ce propos. Pourtant, après avoir indiqué prévoir déposer une demande pour faire approuver les modifications apportées à l'option de retrait en début d'année, le Distributeur précisait que le délai avant l'entrée en vigueur des nouvelles modalités ne serait pas de plusieurs mois.

*Me DOMINIQUE NEUMAN :*

*Est-ce qu'il serait envisageable, dans ce cadre-là, étant donné qu'on parle déjà... on parle encore de plusieurs mois avant que cette modification éventuellement... éventuelle puisse être apportée, à la rendre rétroactive pour les clients qui actuellement exerce... exerce l'option de retrait? Ça pourrait, par exemple, prendre la forme de déclarer provisoire les tarifs d'option de retrait qui existent actuellement.*

*Me FRANÇOIS G. HÉBERT :*

*R. D'abord, je ne pense pas que ça prendra plusieurs mois, Maître Neuman, comme vous l'avez souligné. (nos soulignés)*

Contrairement à ce qu'affirmait le Distributeur, **cela a déjà pris plusieurs mois et en prendra encore plusieurs** compte tenu des délais réglementaires. UC soumet que le Distributeur tire avantage à retarder le dépôt de son dossier.

<sup>23</sup> R-3458-2013, NS du 9 décembre 2013, page 120.

Entretemps, c'est la confusion sur le terrain et les clients qui voudraient se prévaloir de l'option de retrait paieront le gros prix ou renonceront à le faire à cause des coûts prohibitifs et punitifs de l'option actuelle. UC fait particulièrement référence aux observations d'une clientèle du Distributeur (D-0140) dont voici un extrait

*Je suis une retraitée de 70 ans, à faible revenu.*

*Le 3 mars 2014, à 17 heures, Mme Burque, d'Hydro Québec, m'a appelée pour m'enjoindre d'accepter, sur-le-champ, le compteur non communicant ainsi que les frais d'installation de 137 \$ et les « pénalités » de 206 \$ par année, sans possibilité d'ajustement suite aux décisions prochaines de la Régie de l'énergie, faute de quoi elle me fera installer le compteur intelligent, même si je n'en veux pas. (avec nos corrections et soulignés)*

**UC constate encore une fois l'absence de diligence que manifeste le Distributeur à se conformer aux ordonnances de la Régie. UC considère que la rétroactivité des nouveaux frais de l'option de retrait devient, dans ce contexte, plus que jamais nécessaire.**