

## Régie de l'énergie

### Dossier R-3770-2011, phase 1

### DEMANDE D'AUTORISATION DU PROJET LECTURE À DISTANCE – PHASE 1

## Mémoire de l'Union des consommateurs (UC) (partie)

Par Jean-François Blain  
Analyste externe

Le 26 octobre 2011

## **TABLE DES MATIÈRES**

### **Introduction**

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

**Mandat d'analyse**

**Demandes de renseignements  
et réponses de HQD**

**Contexte nord-américain du développement des  
*Smart Grid* et des *Advanced Metering Infrastructure (AMI)***

**Interruption et remise en service à distance**

**Possibilité d'évolution des équipements du Projet  
vers de nouveaux services  
ou de nouvelles mesures de gestion**

**Conclusions et recommandations**

### **Annexe A**

**Progression de l'implantation des compteurs intelligents  
aux États-Unis**

### **Annexe B**

**Tableau des projets comparables ARRA - SGIG**

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

Dans sa décision D-2011-124, la Régie rappelle ce qui, selon le Distributeur lui-même, constitue le cadre du Projet soumis pour approbation :

[31] « Selon le Distributeur, certains des sujets dont veulent traiter les intéressés déborderaient du cadre du Projet qui se limite, selon lui, « à la mise en place des technologies de l'information, au remplacement des compteurs par des compteurs de nouvelle génération, à l'automatisation de la relève et à l'interruption et la remise en service à distance notamment des clients en recouvrement (HQD-1, document 1, page 23) ». (pièce B-0009)

Ces éléments correspondent à ce qui est décrit au paragraphe 19 a, b et c de la requête du Distributeur (pièce B-002) comme faisant l'objet de la demande d'approbation pour la phase 1 du présent dossier.

Dans sa décision D-2011-124, la Régie rappelait également les objectifs du Projet tels qu'énoncés dans la preuve du Distributeur et précisait :

[37] « (...) En ce qui a trait au troisième objectif, la Régie entend contenir le débat à la possibilité que les équipements du Projet — c'est-à-dire les compteurs de nouvelle génération, les TI et l'IMA — puissent évoluer vers de nouveaux services aux clients et de nouvelles mesures de gestion du réseau. »

[39] « (...) Il y a donc là un dosage pratique à faire entre ce qui doit être discuté en phase 1 ou ce qui peut l'être plus tard. À cet égard, la Régie devra tenir compte du fait que cette demande porte sur la première phase d'un projet prévu en trois phases et que certains effets de la première phase du projet pourraient devenir ultérieurement inéluctables. »

Par ailleurs, au paragraphe 43 de sa décision D-2011-124, la Régie indique également que :

« (...) toute modification tarifaire ou tout changement au calcul d'un tarif sera débattu, au besoin, dans un autre forum. Cependant, le Distributeur devra indiquer ses intentions dans le présent dossier essentiellement aux fins de l'évaluation économique du Projet et des revenus associés. » (nous soulignons)

C'est donc dans ce contexte d'examen, tel que défini par la Régie, que se situe la présente analyse de la demande d'Hydro-Québec Distribution.

## **Mandat d'analyse**

Lors du dépôt de sa demande d'intervention, l'Union des consommateurs avait prévu me confier la rédaction, à titre d'analyste interne, du mémoire d'organisme résumant l'ensemble de ses positions sur les sujets qu'elle prévoyait aborder, en y incluant les conclusions de l'analyste externe M. Paul Paquin sur les sujets soumis à son examen.

La Régie a entretemps rendu sa décision D-2011-124, précisant le cadre d'analyse du dossier, les sujets retenus pour examen et l'angle sous lequel elle entendait les évaluer.

En cours de dossier, UC a également:

- 1) pris connaissance des demandes de renseignements adressées à Hydro-Québec Distribution par la Régie et les intervenants, les réponses fournies par le Distributeur,
- 2) pris acte d'un nombre assez important de refus de répondre à certaines demandes de renseignements soulevés par le Distributeur et des contestations par les intervenants de ces refus ou réponses jugées incomplètes,
- 3) constaté le dépôt sous pli confidentiel de certaines des pièces du Distributeur, parfois caviardées, et l'absence de nomenclature des projets comparables qui ont été considérés dans la mise en contexte du projet,
- 4) composé avec l'absence de décision par la Régie, avant le dépôt des preuves des intervenants, concernant les demandes de renseignements encore en litige.

En conséquence, tenant compte de l'ensemble de ces faits ainsi que des précisions apportées par la Régie sur les sujets à débattre dans sa décision D-2011-0124, l'Union des Consommateurs m'a demandé de concentrer mon analyse, à titre d'analyste externe, sur les deux fonctions dont le déploiement est considéré prioritairement par le Distributeur, à savoir l'automatisation de la relève de même que l'interruption et la remise en service à distance et d'évaluer la possibilité que la combinaison des équipements visés par la demande du Distributeur puissent évoluer vers de nouveaux services ou de nouvelles mesures de gestion.

Cette analyse tient également compte du contexte nord-américain de développement des réseaux dits «intelligents» (*Smart Grid*), des contributions financières gouvernementales qui y sont consacrées, du déploiement des Infrastructures de Mesurage Avancé (IMA), du rythme d'implantation des compteurs intelligents et des

principales fonctions des IMA dont la mise en œuvre est généralement privilégiée par les entreprises de service public.

Les caractéristiques du projet soumis pour approbation par le Distributeur seront donc également évaluées, sur une base comparative, avec un certain nombre de projets du même type sélectionnés en vertu de critères précis.

### **Demandes de renseignements et réponses de HQD**

Certaines des demandes de renseignements (DDR) adressées par UC au Distributeur portaient sur des sujets également abordés par la Régie. Parmi celles couvertes par la présente analyse, mentionnons :

- celles portant sur la reconnaissance éventuelle par la Régie des écarts entre les coûts réels du Projet et les prévisions initiales et la récupération de ces coûts additionnels dans les tarifs des clients (réponses aux DDR 27.6 b et c de HQD-4 doc 11 et réponse à la DDR 9.5 de HQD 2 doc 1);
- celles portant sur la possibilité que des changements aux paramètres utilisés aux fins de la facturation de l'énergie et de la puissance puissent découler de l'implantation des compteurs intelligents (réponses aux DDR 29.1 à 29.6 de HQD-4 doc 11 et réponses aux DDR 13.1, 13.4, 14.1 et 14.3 de HQD-2 doc 1).

Sur ce dernier sujet, il est intéressant de noter que le Distributeur évoque lui-même la possibilité que « Les données recueillies avec le déploiement de nouvelle génération (lui permettent) de procéder à des simulations et une analyse (...) de différents scénarios dont celui d'appliquer le 30 KWh/jour associé à la 1<sup>ère</sup> tranche du tarif D sur une base autre que bimestrielle.» Il mentionne également que «Les résultats de ces analyses seront présentés au moment opportun dans le cadre d'un dossier tarifaire.» (réponse à la DDR 13.1, HQD-2 doc 1, page 35).

En réponse à la DDR 13.4 de la Régie (HQD-2 doc 1), le Distributeur évoque certains avantages et inconvénients d'une facturation effectuée sur une base mensuelle plutôt que bimestrielle. Il précise cependant que «cette modification au cycle de facturation (...) ne doit pas procurer de revenus au-delà des revenus requis autorisés.»

Cette mention du Distributeur s'appuie en effet sur un principe réglementaire important et reconnu que rappelle également le U.S Department of Energy dans un rapport publié par son Technical Advisory Group pour le Smart Grid Investment Grant (SGIG) :

«Design basis: Revenue neutrality.

Whatever the structure (and frequency of price updates), basic rates for regulated firm service are designed to recover the total revenue requirement assigned for each class, typically based on the average customer. When alternative rate structures with more dynamic features are designed, they must also be designed to be revenue-neutral to the class if the rate is going to be offered to the entire class.»

En ce qui concerne les clients déjà équipés de compteurs LAD, en réponse à la DDR 14.1 de la Régie (HQD-2 doc 1), le Distributeur affirme que :

« Les paramètres utilisés aux fins de facturation de l'énergie et de la puissance demeurent les mêmes quelque soit le type de compteur installé chez le client. Aucune modification n'a été apportée aux modalités de facturation.»

S'il est exact d'affirmer que les modalités de facturation n'ont pas été modifiées dans le cas des clients déjà équipés de compteurs LAD, il demeure que même une simple modification du cycle de facturation, tel qu'évoqué précédemment par le Distributeur en réponse à la question 13.4 de la DDR No 1 de la Régie (HQD-2 doc 1), aurait pour effet d'augmenter les revenus générés par les tarifs existants, dans une structure tarifaire inchangée, et de les amener au-delà des revenus requis. Nous démontrerons ci-après, en vertu de diverses simulations, l'effet qu'aurait un cycle de facturation mensuel (plutôt que bimestriel) sur les revenus générés pour une même consommation totale.

Par ailleurs, en réponse à la question 2.2 de la DDR No 1 de la Régie (HQD2 doc 1, page 10), le Distributeur confirme que:

«Les nouvelles fonctionnalités de type « Smart Grid » pourraient être implantées dès que le réseau IMA sera en place. Le MDMS et le frontal d'acquisition permettent d'implanter dès à présent ces nouvelles fonctionnalités.»  
(nous soulignons)

Enfin, concernant les réponses fournies par le Distributeur aux questions 28.1 à 28.5 de UC (HQD-4 doc 11) portant sur les impacts éventuels de l'interruption de service à distance sur la prestation des services de distribution, elles nous apparaissent généralement satisfaisantes sauf pour ce qui est du changement apporté aux modalités d'exécution des interruptions et remises en service, que le Distributeur semble vouloir minimiser.

Nous analyserons notamment les impacts potentiels de cette fonctionnalité privilégiée par le Distributeur en tenant compte de l'évolution du nombre d'interruptions de service et, d'autre part, nous tenterons de déterminer dans quelle mesure cette fonctionnalité est implantée dans des projets comparables.

**Contexte nord-américain du développement des  
Smart Grid et des Advanced Metering Infrastructure (AMI)**

Pour l'ensemble de ses 3 phases de déploiement, le Projet LAD du Distributeur comporte un coût total de près de 1 G\$ (milliard) et inclut le remplacement de 3,75 millions de compteurs entre 2012 et 2017.

La majeure partie de ce montant, soit 915 M\$, est consacrée à l'acquisition, l'installation et l'exploitation des compteurs de nouvelle génération. D'autre part, 82 M\$ sont consacrés aux travaux d'implantation des Technologies de l'Information (TI) et de l'Infrastructure de Mesurage Avancée (IMA) dont tous les coûts sont inclus dans la phase 1. La majeure partie des travaux associés au projet, soit l'installation de l'ensemble des TI, de l'IMA et des premiers 3,4 millions de compteurs de nouvelle génération, s'étend sur une période de 4 ans (2011-2015). La phase 3 (2016-2017) ne concerne que l'installation des derniers 0,4 million de compteurs.

Il convient d'évaluer le projet LAD dans son ensemble en le comparant à un nombre significatif de projets du même type initiés en Amérique du Nord au cours des dernières années. Et pour prendre la mesure de son importance relative, considérer les coûts totaux et le nombre de compteurs visés par le Projet en fonction du rythme de déploiement de ces technologies dans un(des) marché(s) de référence.

EISA (2007) et ARRA (2009)

Le développement et le déploiement des nouvelles technologies de l'information (TI), des compteurs de nouvelle génération (*Smart meters*) des *Smart Grid* et des Infrastructures de Mesurage Avancées (IMA), ont été fortement encouragés, puis supportés financièrement par deux actes législatifs américains, soit le *Energy Independance and Security Act* (EISA) de 2007 et le *American Reinvestment and Recovery Act* (ARRA) de 2009.

«The American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (Recovery Act) provides the U.S. Department of Energy (DOE) with about \$4,5 billion to modernize the electric power grid and to implement Title XIII of the Energy Independence and Security Act of 2007 (EISA), witch focussed on the Smart Grid.»

et

« The Smart Grid Investment Grant and Smart Grid Demonstration Programs are electric grid modernization initiatives funded through the American Recovery and Reinvestment Act of 2009.»

Le Smart Grid Investment Grant (SGIG) supporte présentement 99 projets d'une valeur totale de près de 8G\$. La part de financement de ces projets provenant du SGIG s'élève

à 3,4 G\$. Les projets admissibles sont financés jusqu'à de 50 % de leurs coûts totaux ou pour un montant maximum de 200 M\$ par projet. En date du 31 août 2011, environ 7,8 millions de compteurs de nouvelle génération ont été installés dans les projets financés par le SGIG. Au terme de l'attribution des Fonds du SGIG, il est prévu qu'un total d'environ 15 millions de compteurs intelligents auront été installés aux États-Unis, ce qui correspond à environ 11 % de l'ensemble des compteurs.

Le tableau produit à l'Annexe A présente le nombre de compteurs de nouvelle génération installé cumulativement dans chacun des États américains ainsi que le pourcentage de l'ensemble des compteurs correspondant. On note qu'entre 2008 et 2010, la proportion de clients ayant un compteur intelligent n'a progressé que de 1 % et moins par an dans 23 des États, entre 1 et 2 % par an dans 10 autres États, entre 2 et 4 % par an dans 9 États et que cette progression n'a été supérieure à 4 % par an que dans une demi-douzaine d'États.

On peut conclure de l'examen de ce tableau que, même en ajoutant les quelque 7 millions de compteurs intelligents additionnels dont l'installation est prévue au cours des prochaines années, aucun des États américains n'atteindra une proportion de 100 % de compteurs intelligents tel qu'envisagé dans le Projet d'Hydro-Québec Distribution et très peu d'États, sinon la Californie, auront installé un nombre de compteurs intelligents s'approchant des 3,75 millions visés par le Distributeur. Cette situation s'explique notamment par l'absence, côté américain, de territoires de distribution monopolistiques à l'échelle d'un État qui soit comparable à la situation d'Hydro-Québec.

Afin de prendre la mesure de l'importance relative du Projet LAD d'Hydro-Québec Distribution en le comparant à des projets dont les caractéristiques s'en rapprochent, nous en avons sélectionnés une douzaine, parmi les 99 projets supportés par le Smart Grid Investment Grant, en fonction des critères suivants :

- projet de près de 200 M\$ et plus
- projet impliquant l'installation de compteurs de nouvelle génération
- projet comportant le déploiement d'une IMA

Le tableau des projets comparables parmi ceux bénéficiant d'un soutien financier du SGIG (ARRA) est produit à l'Annexe B. Ce tableau nous amène aux constats suivants :

- bien que les projets sélectionnés pour comparaison soient les plus coûteux parmi tous ceux financés par le SGIG, aucun d'entre eux n'a un coût total qui s'approche de ceux du Projet du Distributeur ( en ordre décroissant : Duke Energy, 688 M\$; Center Point Energy, 639 M\$; Progress Energy, 520 M\$, Baltimore G&E co, 452 M\$);

sur ce point, notons que le plafonnement de la contribution financière maximale du SGIG à 200 M\$ par projet a pour effet de faire porter une plus grande proportion des coûts totaux aux clients dans le cas des projets de plus de 400 M\$; certains Distributeurs majeurs pourraient envisager d'introduire plusieurs demandes de financement distinctes au SGIG pour compléter le déploiement



d'une IMA sur l'ensemble de leur territoire afin de bénéficier d'une part de fonds fédéraux aussi proche que possible de la limite de 50 %;

- pour plusieurs des projets sélectionnés, les Distributeurs ont installé ou prévoient installer des compteurs de nouvelle génération chez tous leurs abonnés (Baltimore G&E co, Central Maine Power, EPB, NV Energy inc, Potomac Electric Power co) ou presque tous (Sacramento MUD, Vermont Transco, LLC);

cependant, un seul de ces distributeurs (Duke Energy) compte autant de clients que HQD mais aucun d'entre eux ne prévoit installer plus de 1,3 million de compteurs de nouvelle génération;

- la période de déploiement de la plupart des projets, qui comportent un nombre de compteurs à installer beaucoup plus faible que celui du Distributeur, est de 2 à 3 ans en général, parfois 4 ans ;
- *6 des 12 projets comportent la fonction interruption et remise en service à distance et les ont rendues opérationnelles alors qu'un autre projet l'inclut également (mais non opérationnalisée).*

**En conclusion, force est de constater que le projet du Distributeur s'inscrit dans une tendance continentale mais qu'il se démarque par son caractère ambitieux, tant en ce qui concerne le nombre total que la proportion de compteurs intelligents dont l'installation est prévue. Ce constat est d'autant plus frappant que les investissements envisagés par le Distributeur seront totalement à la charge de ses clients alors que les projets américains bénéficient d'une contribution financière fédérale jusqu'à un maximum de 50 % de leurs coûts totaux.**

Rappelons également la réponse d'Hydro-Québec Distribution à la question 9.5 de la DDR No 1 de la Régie (HQD-2 doc 1) :

« (...) dans le cas d'un éventuel dépassement des coûts du projet LAD au-delà des taux de contingence prévus, le Distributeur présentera à la Régie les explications requises et demandera la récupération de l'ensemble des coûts dans ses tarifs conformément au cadre réglementaire applicable.»

Par ailleurs, un niveau élevé de risques d'obsolescence prématurée doit être considéré dans le cas des investissements dans de nouvelles technologies pour lesquelles un historique de plusieurs années n'est pas encore disponible. S'ils ne sont pas évalués correctement, ou s'ils ne sont pas supportés équitablement entre le Distributeur et la clientèle, ces risques, s'ils s'avèrent, se répercuteront directement sur la facture des consommateurs.

Pour l'ensemble de ces raisons, **nous recommandons à la Régie de limiter les risques que seraient susceptible d'encourir les clients du Distributeur en cas de**

---

dépassement des budgets prévus pour le Projet en déterminant un niveau maximum de contingences au-delà duquel Hydro-Québec aurait à assumer seule tout excédent de coûts par rapport à ses prévisions initiales.

## Interruption et remise en service à distance

La fonctionnalité d'interruption et de remise en service à distance est, selon les données produites par le Distributeur, utilisée par environ 59 % des entreprises de distribution d'électricité.

Cette fonctionnalité est effectivement considérée dans pratiquement toutes les descriptions de projets bénéficiant de financement par le SGIG que nous avons examinées. Cependant, une proportion significative d'entre elles (entre 40 et 50 % des projets) ne l'ont pas encore rendue opérationnelle. Cette seule mention, dans les fiches d'avancement des projets examinés, ne permet pas de distinguer, parmi ceux qui ne l'ont pas encore «opérationnalisée», les Distributeurs qui prévoient le faire ou pas, pas plus que ceux qui n'en auraient pas obtenu l'autorisation le cas échéant.

En absence (dans les documents du SGIG) de mentions ou de renvois aux décisions des autorités réglementaires de chaque État qui s'appliquerait, il aurait fallu procéder à des recherches au cas par cas, dans chaque juridiction réglementaire, pour retracer d'éventuelles décisions comportant des motifs de refus, s'il en est, à l'encontre de la mise en application de la fonctionnalité Interruption et remise en service à distance. La preuve en chef (HQD-1 doc 1) déposée au soutien de la demande d'approbation du Projet du Distributeur ne comporte aucune indication à ce sujet. De tels renseignements auraient cependant été fort utiles à l'appréciation des impacts potentiels de cette fonctionnalité sur la qualité de la prestation du service de distribution et auraient pu être produits sans soulever quelque enjeu commercial justifiant la confidentialité.

En réponse aux questions 28,3 et 28.4 de la DDR de l'Union des consommateurs (HQD-4 doc 11, pages 30 et 31), le Distributeur a fourni une description détaillée du processus administratif menant à une interruption de service conformément aux dispositions des articles 12.5 et 12.6 de ses *Conditions de service*. En conclusion de sa réponse à la question 28.4 de UC, le Distributeur affirme :

«Seul le moyen d'effectuer l'interruption et la remise en service change. Avec le projet LAD, au lieu qu'un agent se rende au compteur pour effectuer l'interruption ou la remise en service, un employé effectuera l'interruption ou la remise en service à distance. La vérification que le disjoncteur principal est à « ouvert » se fera également à distance.»

(nous soulignons)

Par ailleurs, en page 32 (lignes 11 à 15) de la pièce HQD-1 doc 1, le Distributeur indique :

« Dans le cadre du Projet LAD, la fonction de l'interruption et de la remise à distance vise principalement les clients en recouvrement. Cependant, le Distributeur envisage d'utiliser également cette fonction dans le cas de l'alimentation de service lors des emménagements et des déménagements, de même que pour les résidences secondaires non occupées en période hivernale. »

(nous soulignons)

Ces applications de la fonctionnalité d'interruption et de remise en service envisagées par le Distributeur doivent être examinées avec circonspection.

D'une part, il ressort du dernier Bilan annuel (2010) des dossiers d'ententes de paiements pour lesquels le client a demandé la révision (suivi de la décision D-2002-261, R-3439-2000) que le nombre d'interruptions de service est passé de 12 284 en 2008, à 18 641 en 2009, puis à 36 010 en 2010.

D'autre part, la preuve du Distributeur n'indique pas s'il entend percevoir ou pas la redevance d'abonnement dans les cas où il interromprait l'alimentation en électricité de sa propre initiative, selon qu'il s'agisse d'une situation de local vacant entre un déménagement et l'emménagement de l'occupant suivant ou qu'il s'agisse d'une résidence secondaire présumée être inoccupée.

Selon UC, avant d'autoriser l'application de cette fonctionnalité, la Régie devrait vérifier selon quels critères le Distributeur prendrait de telles décisions, le traitement qu'il accorderait à la redevance d'abonnement dans ces cas et la conformité aux *Conditions de service* des pratiques envisagées.

En conclusion, considérant notamment l'importance qu'accorde le Distributeur à cette fonctionnalité et considérant son incidence sur l'évaluation économique du projet compte tenu des 102 postes qui sont en jeu, **nous recommandons que la Régie :**

- 1) demande au Distributeur de fournir les renseignements relatifs aux 41 % de distributeurs d'électricité qui n'ont pas rendu opérationnelle, ou n'ont pas été autorisés à utiliser la fonctionnalité *interruption et remise en service à distance*;**
- 2) subsidiairement, si la Régie devait néanmoins considérer suffisantes les justifications fournies par le Distributeur au soutien de cet élément de sa demande, nous recommandons qu'elle identifie précisément les cas pour lesquels cette fonctionnalité pourrait être utilisée et qu'elle impose un suivi plus fréquent et plus contraignant de l'évolution du nombre d'interruptions de service effectuées annuellement par le Distributeur et du respect des *Conditions de service* applicables.**

## **Possibilité d'évolution des équipements du Projet vers de nouveaux services ou de nouvelles mesures de gestion**

La nature complémentaire et indissociable des équipements identifiés dans la demande d'approbation de la phase 1 du Projet LAD, à savoir les premiers 1,7 million de compteurs de nouvelle génération et la mise en place des Technologies de l'information (TI) et de l'Infrastructure de Mesurage Avancée, est reconnue tant par le Distributeur que par tous les autres Distributeurs ayant amorcé le déploiement de projet de ce type sous le programme fédéral américain *Smart Grid Investments Grant* (SGIG) du ARRA.

L'intention de déployer la fonctionnalité *Gestion de la demande*, de même que ses avantages présumés pour les clients, sont notamment mentionnés dans la très grande majorité de tous les descriptifs de projets de Smart Grid et de AMI disponibles sur le site du DOE.

Conformément aux balises indiquées par la Régie dans sa décision D-2011-124, nous discutons ici de la possibilité que les équipements visés par la demande de la phase 1 du Projet permettent une évolution vers l'offre de nouveaux services et/ou l'introduction de nouvelles mesures de gestion de la demande. Cette possibilité est notamment mentionnée par le Distributeur lui-même, en page 8 de la pièce HQD-1 doc 1 (B-0006), lignes 3 à 7.

«Face au constat d'un parc de compteurs qui doit être renouvelé, le Distributeur fait le choix d'une nouvelle technologie plutôt que celle actuellement installée sur son réseau. La plateforme technologique évolutive permettra, à terme, d'introduire de nouvelles fonctionnalités ou services, notamment la détection des pannes ainsi que la gestion de la demande.»

L'intérêt généralement très prononcé (75%) pour cette fonctionnalité de la part de l'ensemble des distributeurs d'électricité couverts par l'étude de Accenture est également confirmée à la Figure 4, page 18, de la pièce B-0006 mentionnée précédemment.

Compte tenu que les coûts des investissements associés à l'implantation des TI et au déploiement de l'IMA seront entièrement couverts par les montants dont l'approbation est requise en phase du Projet, la Régie fait preuve de la prudence la plus élémentaire en mentionnant dans sa décision D-2011-124 :

« [39] (...)À cet égard, la Régie devra tenir compte du fait que cette demande porte sur la première phase d'un projet prévu en trois phases et

que certains effets de la première phase du projet pourraient devenir ultérieurement inéluctables.»

(nous soulignons)

Rappelons que, en réponse à certaines des DDR de la Régie (HQ-2 doc 1), le Distributeur mentionne également que :

« Les coûts d'acquisition de compteurs de nouvelle génération incluent, de manière standard et sans frais additionnels, les éléments nécessaires afin de permettre la mise en place d'un réseau intelligent de type « *Smart Grid* ».

L'ensemble des fonctionnalités susceptibles d'être requises dans le déploiement d'un réseau de type « *Smart Grid* » sont présentes dans les compteurs acquis par le Distributeur. (...)

Au moment opportun, l'ajout de ces fonctionnalités sera supporté par une analyse des besoins, des coûts et des bénéfices et présenté, le cas échéant, à la Régie.» (réponse à la question 2.1)

et

« Les nouvelles fonctionnalités de type « *Smart Grid* » pourraient être implantées dès que le réseau IMA sera en place. Le MDMS et le frontal d'acquisition permettent d'implanter dès à présent ces nouvelles fonctionnalités.» (réponse à la question 2.2)

(nous soulignons)

En réponse à la question 13.4 de la DDR No 1 de la Régie (HQD-2 doc 1, page 35), après avoir rappelé, à juste titre, « (qu'une) modification au cycle de facturation, comme toute autre modification aux structures et modalités tarifaires, ne doit pas procurer de revenus au-delà des revenus requis autorisés », le Distributeur élabore sur les avantages et inconvénients d'une facture mensuelle pour la clientèle.

Bien qu'aucune modification aux modalités de facturation ne soit apportée ou proposée pour l'instant, l'introduction éventuelle d'une tarification plus dynamique est rendue possible par l'installation des compteurs de nouvelle génération et le déploiement de l'IMA. Dans ce cas, il s'agit bien d'une possibilité à l'effet que les équipements pour lesquels l'approbation est demandée en phase 1 du Projet permettent l'évolution vers de nouveaux services ou de nouvelles mesures de gestion du réseau.

Or, si, comme le suggère le Distributeur, une modification du cycle de facturation avait pour effet de raccourcir la période de facturation telle que décrite en page 7 des Tarifs et Conditions du Distributeur 2011, les revenus générés par des tarifs et une structure tarifaire inchangés seraient plus élevés dans le cas d'un cycle de facturation mensuel en comparaison que dans le cas du cycle de facturation bimestriel qui prévaut actuellement.

Cette situation porte d'autant plus à conséquences que le seul moyen pouvant être mis en œuvre pour compenser ce trop-perçu consisterait à réduire la composante fourniture en contrepartie. Or, l'excédent réel des revenus générés par un cycle de facturation

mensuel plutôt que bimestriel par rapport à une année historique «normale» ne pourrait être que constaté *a posteriori*.

Et puisque le prix de la fourniture est établi annuellement sur une base prévisionnelle dans le cadre de l'adoption du décret sur le prix du bloc patrimonial, puisque le prix de l'électricité patrimoniale est pondéré pour refléter le facteur d'utilisation moyen de chaque catégorie de consommateurs et puisque la détermination des tarifs d'Hydro-Québec Distribution n'est pas soumise à un dossier de fermeture sur le plan réglementaire, il n'y aurait aucune possibilité de ré-apparier les revenus générés par un cycle de facturation plus court avec les revenus requis autorisés, ni *a priori*, ni *a posteriori*.

Cette problématique nous mène à la conclusion suivante : **il est impossible de modifier le cycle de facturation (ou, *a fortiori*, les modalités de facturation) dans le cadre réglementaire actuel (incluant ses dispositions relatives à la détermination du prix de la fourniture patrimoniale) sans contrevenir au principe de neutralité tarifaire.**

Ce constat devrait indiquer à la Régie que **la mise en œuvre éventuelle des fonctionnalités des compteurs de nouvelle génération relatives à la gestion de la demande est incompatible avec le cadre réglementaire et la structure tarifaire actuels, n'est pas susceptible de trouver application et ne pourrait donc pas générer, dans l'état actuel de la Loi, les bénéfices potentiellement associés à la gestion de la demande rendue possible par une IMA.**

Pour l'ensemble de ces raisons, le projet LAD d'Hydro-Québec Distribution aurait nécessité un examen global et intégré de l'ensemble de ses paramètres plutôt qu'un traitement en trois phases, tel que le Distributeur l'a proposé.

Enfin, **UC s'interroge sur l'interprétation et l'application qui sera faite de l'article 2.6 des Tarifs et Conditions du Distributeur tel qu'il existe actuellement dans le contexte où le Distributeur disposera des informations relatives à la consommation journalière réelle des clients.**

## Sommaire des Conclusions et recommandations

Concernant le Contexte nord-américain du développement des *Smart Grid* et des *Advanced Metering Infrastructure (AMI)* :

En conclusion, force est de constater que le projet du Distributeur s'inscrit dans une tendance continentale mais qu'il se démarque par son caractère ambitieux, tant en ce qui concerne le nombre total que la proportion de compteurs intelligents dont l'installation est prévue. Ce constat est d'autant plus frappant que les investissements envisagés par le Distributeur seront totalement à la charge de ses clients alors que les projets américains bénéficient d'une contribution financière fédérale jusqu'à un maximum de 50 % de leurs coûts totaux.

nous recommandons à la Régie de limiter les risques que seraient susceptible d'encourir les clients du Distributeur en cas de dépassement des budgets prévus pour le Projet en déterminant un niveau maximum de contingences au-delà duquel Hydro-Québec aurait à assumer seule tout excédent de coûts par rapport à ses prévisions initiales.

Concernant l'Interruption et remise en service à distance :

nous recommandons que la Régie :

- 1) demande au Distributeur de fournir les renseignements relatifs aux 41 % de distributeurs d'électricité qui n'ont pas rendu opérationnelle, ou n'ont pas été autorisés à utiliser la fonctionnalité *interruption et remise en service à distance*;
- 2) subsidiairement, si la Régie devait néanmoins considérer suffisantes les justifications fournies par le Distributeur au soutien de cet élément de sa demande, nous recommandons qu'elle identifie précisément les cas pour lesquels cette fonctionnalité pourrait être utilisée et qu'elle impose un suivi plus fréquent et plus contraignant de l'évolution du nombre d'interruptions de service effectuées annuellement par le Distributeur et du respect des *Conditions de service* applicables.

Concernant la possibilité d'évolution des équipements du Projet vers de nouveaux services ou de nouvelles mesures de gestion :

Conclusions :

- 1) il est impossible de modifier le cycle de facturation (ou, *a fortiori*, les modalités de facturation) dans le cadre réglementaire actuel (incluant ses dispositions relatives à la détermination du prix de la fourniture patrimoniale) sans contrevenir au principe de neutralité tarifaire.



- 2) la mise en œuvre éventuelle des fonctionnalités des compteurs de nouvelle génération relatives à la gestion de la demande est incompatible avec le cadre réglementaire et la structure tarifaire actuels, n'est pas susceptible de trouver application et ne pourrait donc pas générer, dans l'état actuel de la Loi, les bénéfices potentiellement associés à la gestion de la demande rendue possible par une IMA.

Mention :

UC s'interroge sur l'interprétation et l'application qui sera faite de l'article 2.6 des Tarifs et Conditions du Distributeur tel qu'il existe actuellement dans le contexte où le Distributeur disposera des informations relatives à la consommation journalière réelle des clients.

---

## **Annexe A**

### **Progression de l'implantation des compteurs intelligents aux États-Unis (2008-2010)**

**R-3770-2011 - Union des consommateurs**

Liste des «Smart Meters Installations» aux USA, par État

État	Nombre total de compteurs en 2010	Nombre cumulatif de «smart meters» installés en 2010	% de clients ayant un «smart meter» en 2010	Progression depuis 2008
Maine	796 691	20 315	2,5	2,4
Rhode Island	506 379	2 381	0,5	0,5
Maryland	2 483 628	4 189	0,2	0,2
Pennsylvania	6 152 994	1 493 201	24,3	0,4
Kentucky	2 523 833	273 663	10,8	5,9
Tennessee	2 761 758	252 341	9,1	7,2
Vermont	379 139	31 293	8,3	2,8
New Hampshire	755 770	391	0,1	0,1
Massachusetts	3 150 098	20 831	0,7	0,6
New-York	9 313 776	28 664	0,3	0,1
Connecticut	1 625 758	1 967	0,1	-0,3
New Jersey	3 953 683	25 744	0,7	0,4
West Virginia	1 033 802	7 039	0,7	0,7
Virginia	3 663 525	175 478	4,8	4,6
Delaware	455 926	10 433	2,3	2,3
North Carolina	4 847 336	385 884	8,0	5,0
South Carolina	2 445 044	312 894	12,8	8,0
Georgia	4 401 623	514 403	11,7	4,1
Ohio	6 290 618	289 970	4,6	4,1
<b>sous-totaux</b>	<b>57 541 381</b>	<b>3 851 081</b>		

**R-3770-2011 - Union des consommateurs**

Liste des «Smart Meters Installations» aux USA, par État

État	Nombre total de compteurs en 2010	Nombre cumulatif de «smart meters» installés en 2010	% de clients ayant un «smart meter» en 2010	Progression depuis 2008
<b>Michigan</b>	4 865 396	269 933	5,5	4,1
<b>Wisconsin</b>	3 418 498	757 688	22,2	18,3
<b>Indiana</b>	3 355 485	148 129	4,4	2,4
<b>Illinois</b>	6 099 158	286 568	4,7	2,7
<b>Mississippi</b>	1 511 958	97 344	6,4	6,4
<b>Alabama</b>	2 467 741	127 092	5,2	0,2
<b>Florida</b>	9 644 617	490 150	5,1	-2,9
<b>Louisiana</b>	2 245 066	53 848	2,4	0,4
<b>Arkansas</b>	1 529 065	14 578	1,0	-10,3
<b>Missouri</b>	3 072 893	506 416	16,5	9,9
<b>Iowa</b>	1 576 475	58 092	3,7	1,0
<b>Minnesota</b>	2 602 360	108 232	4,3	2,7
<b>North Dakota</b>	445 164	42 875	9,6	0,7
<b>South Dakota</b>	432 632	41 122	9,5	0,8
<b>Nebraska</b>	999 353	19 290	1,9	1,0
<b>Kansas</b>	1 467 092	62 626	4,3	0
<b>Oklahoma</b>	2 028 522	215 462	10,6	2,0
<b>Texas</b>	11 013 153	1 284 179	11,7	3,7
<b>New Mexico</b>	1 015 058	54 250	5,3	3,0
<b>sous-totaux</b>	<b>59 789 686</b>	<b>4 637 874</b>		

**R-3770-2011 - Union des consommateurs**

Liste des «Smart Meters Installations» aux USA, par État

État	Nombre total de compteurs en 2010	Nombre cumulatif de «smart meters» installés en 2010	% de clients ayant un «smart meter» en 2010	Progression depuis 2008
Colorado	2 403 001	111 330	4,6	2,8
Wyoming	303 272	14 437	4,8	0,9
Montana	577 745	27 470	4,8	3,2
Idaho	803 576	198 370	24,7	10,9
Utah	1 083 069	20 046	1,9	1,9
Nevada	1 255 950	24 378	1,9	1,1
Arizona	2 915 712	847 177	29,1	25,7
California	14 837 434	2 475 896	16,7	15,5
Oregon	1 896 717	478 897	25,2	23,1
Washington	3 298 781	128 857	3,9	1,6
<b>sous-totaux</b>	<b>29 375 257</b>	<b>4 326 858</b>		
<b>Totaux</b>	<b>146 706 324</b>	<b>12 815 813</b>	<b>8,7</b>	

Source: <http://energy.gov/maps/2010-smart-meter-installations>

## **Annexe B**

### **Tableau des projets comparables ARRA - SGIG**

## R-3770-2011 / Projets américains comparables

Entreprise Projet	État(s)	Coût total \$	SGIG* Award \$	Compteurs prévus	Nombre tot. d'utilisateurs	Interruption à distance	Période de déploiement
<b>Baltimore G&amp;E co</b> Smart Grid Project	Maryland	451 814 234	200 000 000	1 272 911	1 237 703	n.e.*	Q2 2011 Q3 2014
<b>Center Point Energy</b> Smart Grid Project	Texas	639 187 435	200 000 000	(installés) 1 327 279	2 042 352	yes	n/a
<b>Central Maine Power co</b> CMP AMI Project	Maine	191 716 614	95 858 307	630 000	601 515	yes n.e.	Q3 2010 Q2 2012
<b>Duke Energy Carolinas</b> Smart Grid Project	Idaho, Ohio N. Carolina,	688 480 000	200 000 000	765 961	4 514 000	yes	Q1 2009 Q1 2013
<b>EPB</b> Smart Grid Project	Georgia Tennessee	226 707 000	111 567 606	170 000	172 079	n.e.	Q1 2010 Q4 2014
<b>NV Energy inc</b> NV Energize	Nevada	275 755 812	137 877 906	1 293 450	1 345 400	yes	Q3 2010 Q4 2014
<b>Oklahoma Gaz and Electric</b> Positive Energy Smart Grid Integration Program	Arkansas Oklahoma	357 376 037	130 000 000	(installés) 319 166	766 886	yes	Q2 2010 Q1 2012
<b>PECO - Smart Future Greater</b> Philadelphia	Pennsylvania	415 118 677	200 000 000	600 000	n/a	n.e.	Q3 2011 Q2 2013
<b>Potomac Electric Power co</b> Maryland Smart Grid Program	Dist. Columbia Maryland	209 561 098	104 780 549	550 000	521 863	yes	Q2 2010 Q2 2013
<b>Progress Energy - Optimized</b> Energy Value Chain	N. Carolina, S. Carolina	520 185 889	200 000 000	160 000	n/a	n.e.	Q4 2009 Q2 2013
<b>Sacramento Mun. Utility Dist</b> Smart Sacramento Project	California	308 406 477	127 506 261	600 000	672 860	yes	Q4 2011 Q2 2014
<b>Vermont Transco, LLC</b> eEnergy Vermont	Vermont	135 857 302	68 928 650	311 380	371 979	n.e.	Q3 2010 Q2 2013

**Abréviations:** SGIG: Smart Grid Investment Grant (ARRA) n.e.: not enabled