Demande de renseignements no 1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution
HQD - Demande d'autorisation du projet Lecture à distance - Phases 2 et 3

R-3863-2013

I. Suivis de la phase I demandés par la Régie dans sa décision D-2012-127 :

Références

i. D-2012-127, par. 532

[532] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de lui transmettre, selon la périodicité prévue ci-dessous, les informations suivantes :

 D'ici un an, un bilan du plan de communication destiné à répondre aux questions et préoccupations de ses clients, les données sur le nombre de clients ayant exercé l'Option de retrait et leur l'impact sur le déploiement et les coûts du Projet;

 Sur une base trimestrielle, un suivi de l'avancement des coûts et de l'échéancier du Projet, incluant les informations suivantes :

- o une planification de l'installation des CNG par trimestre pour toute la phase 1;
- o le nombre de CNG réellement installés par trimestre;
- o le nombre de clients qui se prévalent de l'Option de retrait par trimestre;
- o les coûts prévus de la phase 1 du Projet par trimestre;
- o les coûts réels de la phase 1 par trimestre;
- o l'explication des écarts de coûts et d'échéancier et les nouvelles prévisions, le cas échéant;
- o un statut de la matérialisation des gains d'efficience annoncés;
- o le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de motifs.

 Périodiquement et selon l'évolution du Projet, présenter l'état d'avancement de l'implantation des autres fonctionnalités qui sont à l'extérieur du périmètre actuel, mais qui sont envisagées par le Distributeur, selon l'échéancier déposé en audience.

ii. D-2012-127, par. 348, 349 et 350 : *LA NON-RÉALISATION DES GAINS D'EFFICIENCE*

7.6.2 LA NON-RÉALISATION DES GAINS D'EFFICIENCE

[348] Un des trois principaux objectifs du Projet est la réalisation de gains d'efficience au niveau des activités de relève de compteurs, d'interruption de service, de remise en service et de facturation des clients.

[349] Le Distributeur prévoit réaliser des gains de 201,9 M$ actualisés sur une période de 20 ans en réalisant le Projet. Des gains annuels récurrents de 81,0 M$ sont ainsi prévus à compter de 2018.

TABLEAU 5

k$ (courants)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	(103)	(8 234)	(19 933)	(36 214)	(42 057)	(47 682)	(62 493)
Autres Gains	(571)	(3 478)	(6 571)	(11 913)	(14 461)	(15 839)	(18 807)
Total	**(674)**	**(11 712)**	**(26 504)**	**(48 127)**	**(56 518)**	**(63 521)**	**(81 300)**

[350] Ces gains correspondent à l'écart de coûts entre le scénario IMA et le scénario de référence sur une période de 20 ans (gains différentiels). Quant aux gains directs d'efficience provenant de l'implantation de l'IMA, ils seraient de 124,4 M$.

TABLEAU 6

Réduction de coûts et revenus période 2012-2031 **M$ actualisés**	
Interruption / Remise de service à distance	(96,1)
Activités clientèle	(17,4)
Mise en conformité	(11,0)
Total	**(124,4)**

iii. B-0012, HQD-1, document 1.1, Tableau 4, page 9

TABLEAU 4 : GAINS DIRECTS DU PROJET LAD

M$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031	Gains Directs
Interruption / Remise en service à distance	(94,8)
Service à la clientèle	(17,2)
Mise en conformité	(9,3)
Total	**(121,4)**

Note : Mise à jour du tableau 5 de la décision D-2012-127, paragraphe 349.

iv. <u>R-3870-2011, B-0098, Suivi des fonctionnalités du périmètre du projet et des fonctionnalités évolutives éventuelles prévues, pages 15 et 16 :</u>

Contribution LAD dès 2012

ALIMENTER L'AVENIR

	Contribution de l'IMA d'Hydro-Québec Distribution		Autres projets IMA
	Fonctionnalités IMA associées	Echéancier	Mis en œuvre ?
Facturation sur relevé réel	Lecture à distance	Dès 2012	Toujours
Emménagement / Déménagement facilités	Lecture à distance, branchement et débranchement	Dès 2012	Souvent
Efficience des processus relève et recouvrement	Lecture à distance, branchement et débranchement	Dès 2012	Souvent
Gestion des pannes et des interruptions		Dès 2012	
> Signalement des pannes et des réalimentations	« Last gasp » du compteur		Souvent
> Localisation des pannes et scénario de rétablissement	Données GPS du compteur et information sur la réalimentation		Parfois
> Infos pannes et interruptions	« Ping » des compteurs		Parfois
Prévision de la demande	Profils de consommation	Dès 2012	Souvent

	Contribution de l'IMA d'Hydro-Québec Distribution		Autres projets IMA
Pour 2013-2014	Fonctionnalités IMA associées	Echéancier	Mis en œuvre ?
Gestion de la consommation	Mise à jour quotidienne des pages-web clients	Dès 2013	Parfois
Détection de la subtilisation	Utilisation du réseau maillé IMA (+ compteurs en amont)	Dès 2013	Parfois
Efficacité énergétique - réduction pertes (⇆ CATVAR)	Mesure de tension au compteur	Dès 2013	Rarement
Pour 2015-2017			
Acquisition de données d'équipements réseau	Utilisation du réseau maillé IMA	2015-2017	Parfois
Gestion de la recharge de véhicules électriques (⇆ VE)	Facturation unique, carte Zigbee (HAN 2.0)	2015-2017	Rarement
Télésurveillance/maintenance des équipements	Utilisation du réseau maillé IMA	2015-2017	Rarement

v. B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, Tableau 6, statut d'avancement des fonctionnalités, page 17

TABLEAU 6 : STATUT D'AVANCEMENT DES FONCTIONNALITÉS

	Fonctionnalités présentées*	Date prévue*	Statut	Date de mise en œuvre
Dans le périmètre du projet	Facturation sur relevé réel	2012	Réalisé	2012
	Emménagements/déménagements facilités	2012	Réalisé	2013
	Efficience des processus relève et recouvrement	2012	En cours	2014
Hors du périmètre du projet	Gestion des pannes et des interruptions	2012	Réalisé	2013
	Prévision de la demande	2012	En cours	2014
	Gestion de la consommation	2013	En cours	2014
	Détection de la subtilisation	2013	En cours	2015
	Efficacité énergétique - Réduction des pertes	2013	En cours	En continu dès 2014
	Acquisation de données d'équipements réseau	2015-2017	A venir	2015-2017
	Gestion de la recharge de véhicules électriques	2015-2017	A venir	2015-2017
	Télésurveillance/maintenance des équipements	2015-2017	A venir	2015-2017

Note * : Tel que présenté aux pages 15 et 16 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0098) du dossier R-3770-2011.

vi. <u>B-0013, page 18, Emménagements /déménagements facilités</u>

L'infrastructure de mesurage avancée permet la lecture à distance du compteur à la date précise du déménagement ou de l'emménagement indiquée par le client, favorisant ainsi un partage plus précis de la consommation d'électricité entre les occupants successifs des locaux. <u>Au 31 décembre 2013, près de 103 000 lectures ont été réalisées sans autre intervention</u>. En 2014, le Distributeur évaluera l'opportunité d'offrir un service d'interruption du service à distance entre deux locations ou abonnements, à la demande du propriétaire.

vii. <u>B-0013, Efficience des processus relève et recouvrement, page 18</u>

Une première phase, réalisée à l'automne 2013, a démontré des résultats concluants quant à la fonctionnalité d'interruption et de remise en service. Le Distributeur considère donc que la technologie rencontre ses objectifs.

Cette première phase a permis de :

- Valider la fonctionnalité technique des interruptions et des remises en service à distance ;

- Identifier les améliorations nécessaires dans les différents processus d'Hydro-Québec (Clientèle, Pannes, Mesurage, CEM et autres) ;

- Déterminer les développements informatiques nécessaires afin de compléter et automatiser la solution.

Les processus d'affaires liés à la fonction d'interruption et de remise en service sont présentement 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.

viii. <u>B-0013, Gestion de la consommation, page 19</u>

Le Distributeur a lancé un appel de propositions visant à recevoir des offres de service relatives à l'acquisition et à l'intégration d'un outil de gestion de la consommation à Mon Espace client au Portail Web de l'entreprise<u>. L'analyse des propositions est en cours.</u> Une preuve de concept est prévue au premier semestre 2014. L'implantation graduelle débutera par la suite en 2014, <u>dont la première étape permettra de tester les fonctionnalités de l'outil recherché.</u> L'outil devrait permettre au client de visualiser sa consommation en dollars et en kilowattheures, lui fournir des explications sur sa facture et lui offrir des outils lui permettant de mieux gérer sa consommation. (Nos soulignés)

I. PREUVE COMPLEMENTAIRE

Préambule (Réf. iv et v) Au dossier R-3770-2011, vous avez associé la fonction «Emménagement / déménagement facilités» à la lecture à distance de la consommation, de même qu'au «branchement et débranchement à distance», alors que dans la preuve complémentaire vous séparez les deux fonctions au tableau 6[1].

Demandes

1.1 (Réf. iv et v) Veuillez préciser si le Distritbueur peut lire à distance à une date fixe la consommation des clients lors des déménagements ?

1.2 (Réf. iv et v) Veuillez préciser si le Distributeur peut procéder au débranchement à distance et au rebrangement à distance ?

1.2.1 Si non, veuillez expliquer les problèmes techniques qui sont en cause ?

1.3 (Réf. v) Veuillez expliquer pourquoi dans le tableau 6[2] vous n'indiquez pas la fonctionnalité branchement/débranchement (Interruption / Remise en service à distance) comme étant une fonctionnalité dans le périmètre du projet et dont le statut n'est pas encore réalisé ?

1.4 (Réf. iii et v) Veuillez préciser lesquelles des fonctionalités énoncées dans le tableau 6[3] font partie des éléments inclus sous la rubrique *Service à la clientèle* au montant de 17,2 M$ de gains d'efficience du tableau 4[4]?

1.4.1 Par exemple, la détection de la subtilisation fait-elle partie de ces gains d'efficience, de même que l'efficacité énergétique (réduction des pertes), la gestion de la consommation, la précision de la demande et la gestion des pannes et des interruptions ?

1.4.2 Si oui, veuillez indiquer la valeur en gains d'efficience de chacune de ces fonctionnalités?

1.4.3 (Réf. v) Si non, veuillez indiquer un estimé des gains d'efficience des fonctionnalités qui sont en cours de réalisation selon le tableau 6 ?

1.5 (Réf. vi) Concernant la fonction lecture à distance pour faciliter le déménagement, vous indiquez qu'*Au 31 décembre 2013, près de 103 000 lectures ont été réalisées*

---

[1] B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, Tableau 6
[2] B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, Tableau 6
[3] B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, Tableau 6
[4] B-0012, HQD-1, document 1.1, Tableau 4, page 9

sans autre intervention[5]. Veuillez préciser les types d'interventions qui avaient lieu avant la mise en place de l'infrastructure de mesurage avancée ?

1.5.1 De plus, veuillez préciser quel était le nombre de lectures réalisées annuellement par les clients directement lors de leur déménagement, par rapport au nombre de déplacements par les employés d'Hydro-Québec pour faire la lecture ?

1.6 (Réf. vii) Veuillez préciser les tests qui ont été réalisés pour démontrer la fonctionnalité technique des interruptions et de remises en service ?

1.7 (Réf. vii) Veuillez préciser quels sont les développements informatiques nécessaires pour automatiser la solution et leurs coûts additionnels?

1.8 (Réf. vii) Veuillez identifier les améliorations nécessaires au processus d'Hydro-Québec pour que cette fonction soit opérationnelle et les délais prévus ?

1.9 (Réf. iii) Veuillez indiquer si le gain d'efficience de 94,8 M$[6] réfère uniquement à l'interruption et la remise en service à distances?

2 PHASE I IMPLEMENTATION STATUS

Demands

2.1 At the time of Phase I authorization, HQ stated that its vendor Landis+Gyr had not completed the design propagation studies for Phases II and III. Have these studies now been completed? If so, what changes in the number of collectors and repeaters are required to provide acceptable coverage for Phases II and III?

2.2 Has Measurement Canada approval been received for the Elster A3 polyphase meter registers?

2.2.1 (Réf. v) If not, how can the meters be programmed for advanced functionalities within the perimeter of LAD, as remote connection / disconnection, or outside the original perimeter project but within LAD scope as described in Table 6 (Status of implementation of functionalities: management breakdowns and interruptions, demand forecasting, power management, detection of subtilisation, energy efficiency - reducing losses, data acquisition equipment, management of electric vehicle recharging, remote monitoring / maintenance of equipment), and in the power point presentation (ref iv: R-3870-2011, B-0098, page 15 et 16) ?

[5] B-0013, page 18
[6] B-0012, HQD-1, document 1.1, Tableau 4, page 9

2.2.2 Furthermore, how will HQ change the functionalities, including future time-of-use rates, **in** the polyphase meter?

2.3 Has Landis+Gyr received Industry Canada approval for over the air firmware upgrades to the FM2S meter register?

2.3.1 If Landis+Gyr fails to obtain approval, how will HQ make programming changes to the meters already installed in Phase I?

2.4 Please explain the deployment status of **(1) commercial and (2) polyphase meters** in Phase I, and the plans for Phases II and III:

2.4.1 How many new **(1)** commercial and **(2)** polyphase meters have been installed in Phase I vs. the original plan?

2.4.2 If no commercial or polyphase meters have been installed in Phase I, how does HQ justify moving to Phases II and III before this Phase I work is completed and the communications and billing for these meters is proven?

2.4.3 If Measurement Canada approval has not been obtained for Elster polyphase meters to date, how does HQ plan to proceed if Elster does not obtain approval?

2.4.4 HQ recently responded that all commercial meters would be moved from MV-90 to the Landis+Gyr network for billing purposes. How can this be accomplished if the Elster polyphase meters have not yet received MC approval?

2.4.5 What other utilities are also using the Elster REXU meter? Is this meter currently being used for billing purposes anywhere in North America?

2.4.6 What review and testing has been done by HQ to ensure that the functionalities of the Elster REXU meter are exactly the same as the Landis+Gyr FM2S meter?

2.5 What other manufacturer and types of meters has HQ been installing in the HQ service area during the period since Phase I authorization was received?

2.5.1 How many other meters have been purchased for use until MC approval for the Landis+Gyr meters was received?

2.5.2 Is the cost and depreciation of these other meters included in the overall project cost?

2.6 If the AMI software is fully operational, why has HQ not implemented the remote disconnect and reconnect feature in Phase I?

2.6.1 Has this feature been fully integrated for all types of Landis+Gyr **and** Elster meters into EnergyICT **and** SAP? Please details your answers as for Landis+Gyr meters and Elster meters and explain, for each of them, if they are fully integrated into EnergyICT **and** also in SAP?

2.6.2 If not, did HQ expect any other cost to achieve this integration?

2.6.3 Will it be fully implemented for all Phase II and III clients?

2.7 Has the remote disconnect function been fully tested **end to end** over the Landis+Gyr network?

2.7.1 If not, how can HQ justify moving to Phases II and III, when this Phase I objective will not be met before First Quarter 2014 according to HQ (**B-0013, page 18**)

2.8 (Ref. iv: R-3770-2011, B-0098) Considering that under the category *Consumption management* of the chart, updating client web-pages was announced as functionality associated with the IMA for 2013; Considering HQ has initiated a request for proposals for service related to acquisition and integration of a management tool consumption *My Client Area Web portal*[7], what plans are being made in 2014 to implement the customer portal with data coming from SAP, Gridstream or EnergyICT? Please describe in detail what data will be provided to clients, what the data source will be, and how this functionality will be supported by AMI.

2.9 (Ref. iii et iv) Considérant le tableau 4[8] de la preuve complémentaire indiquant 17,2 M$ pour le service à la clientèle, veuillez indiquer si les fonctionnalités *Gestion de la consommation* et la mise à jour des pages-web clients (B-0098) représentent des gains d'efficience directs du projet LAD ? Si oui, veuillez indiquer le gain prévu pour cette fonctionnalité ?

3 NETWORK COMMUNICATIONS

Référence :

i. **B-0004, HQD-1, Doc 1, Section 3.2, Travaux des phases 2 et 3**

ii. B-0013, page 17, table 6

[7] B-0013, page 19, Gestion de la consommation
[8] B-0012, HQD-1, document 1.1, Tableau 4, page 9

Demands:

3.1 Please indicate the number of collectors and repeaters routers that will be required for the entire project, and indicate how many of these devices were installed in Phase I?

3.1.1 What is the breakdown between Phases II and III, and will the coverage design and performance parameters be the same for all three phases?

3.2 (Ref. i) HQ states in HQD-1, Doc 1, Section 3.2 that it first installs and tests the Gridstream network to establish optimal performance before installing meters. How can this be possible when the network is heavily reliant on mesh communications among the meters to produce optimal read performance?

3.2.1 How can this process be successful in the Phase II and III rural and remote areas without the mesh network installed?

3.3 (Ref. i) If the Gridstream network is establish as HQ describes in Section 3.2, how can HQ confirm network performance before positioning Gap collectors and thousands of routers without the meter mesh network being first installed?

3.4 Two significant changes in communications technology have been made since Phase I Authorization was received: The WiMAX project was terminated, and use of satellite technology has been replaced with additional cellular connections.

3.4.1 What are the effects of these changes on project functionalities and cost? Did this cause **the number and cost** of the Landis+Gyr collectors and routers to change?

3.4.2 Are Landis+Gyr's GAP collectors now going to be used? How many will be required and at what additional cost?

3.4.3 How many additional cellular connections will be required for the entire project, and **how much will the operating costs increase each year to pay for these additional cellular connections**?

3.4.4 What will be the effect on performance of using all cellular connections on AMI coverage in the rural and remote areas?

3.4.5 Can Rogers provide adequate coverage in these areas to support all functionalities? What read performance is expected?

3.4.6 Will the Landis+Gyr Gridstream network as currently designed provide an evolutionary platform for future functionalities such as electric vehicles and load management functions in all areas?

3.4.7 For the entire service area, and especially the rural and remote areas, what number of hops from the meter to the collector has been designed into the Landis+Gyr mesh? If more than 3 hops between the meter and collector is anticipated, what will be the effect on bandwidth and network latency?

3.5 Has Industry Canada approval been received by Landis+Gyr for over the air firmware updates and functionality changes using Rogers cellular to communicate with the Gridstream collectors and FM2S meter registers?

3.6 HQ continues to employ the Itron MV-90 system to read polyphase meters even though you have stated that the Landis+Gyr Gridstream network will read these meters. When will HQ complete the integration and end-to-end testing of polyphase meters using EnergyICT and SAP?

3.7 How can HQ test and transfer the commercial and polyphase customers to the Landis+Gyr Gridstream network when MC approval for these meters has not yet been obtained? How can Phase I be completed before this is accomplished?

3.8 HQ has requested authorization to build out the Phase II and III networks between January and June 2014 in advance of installing the meters. How is this request considered appropriate when many of the meters to be installed are Elster meters which have not received MC or IC approval?

3.9 Will the Landis+Gyr and Elster meters support ZigBee communications and Smart Energy Profile 2.0?

3.9.1 (Ref. ii) If not, how does HQ intend to offer clients future home energy management and load management services or functionalities as describe in table 6 related to management demand or Management of electric vehicle charging (B-0013, page 17)?

3.9.2 While features like pricing differentiate in time are not part of the current scope of LAD project, the technological capacity of LAD should be able to offer eventually more features. Considering ZigBee communications and Smart Energy Profile 2.0, is Landis+Gyr and Elster meters are going to be able to support ZigBee communications and Smart Energy Profile 2.0, so they will be able to offer, for example, future time-of-use rates?

3.10 (Ref. ii) Will the Landis+Gyr Gridstream equipment and meters support IPv6 protocol? If not, how will HQ provide future IP based functionalities or functionalities as describe in table 6 related to management demand or Management of electric vehicle charging?

3.11 (Ref. ii) If ZigBee and IPv6 are not implemented, how does HQ expect to comply with the Energy Board's intention to implement additional client focused functionalities in the future, as for example describe in table 6

4 PHASE I AND PROJECTED TOTAL PROJECT COST

Reference:

i. B-0004, HQD-1, Doc 1, Section 3.1, Travaux de la phase 1

Les travaux à réaliser suite à l'autorisation de la phase 1 par la Régie sont de deux ordres:

- *la mise en place d'une IMA ;*
- *l'installation de l'infrastructure de télécommunication et le remplacement de 1,7 million de compteurs existants.*

À l'égard du plan de remplacement des compteurs, la topologie du réseau IMA du territoire visé par la phase 1 est terminée et l'installation des routeurs et des collecteurs, complétée 18 à 75 %, se déroule telle que prévue. Au 25 octobre 2013, le Distributeur a procédé à 19 l'installation de près de 45 % des compteurs de la phase 1. Au 31 décembre 2013, plus de 1 million de compteurs de nouvelle génération devraient être installés et lus par le CEM.

Au chapitre de la finalisation de l'intégration de l'IMA, le MDMS et le frontal d'acquisition de données sont pleinement opérationnels. L'IMA rencontre les attentes du Distributeur. Les compteurs de nouvelle génération installés sont pris en charge par le CEM et la facturation est basée sur les données réelles de consommation transmises à distance. L'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et très stable, au-delà même des attentes des spécialistes du Distributeur impliqués dans le projet. (Nos soulignés)

ii. B-0013, page 7, tableau 1

TABLEAU 1 : NOMBRE DE COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION POUR LA PHASE 1 INSTALLÉS ET PRÉVUS PAR TRIMESTRE (EN K)

	Travaux préparatoires	2013 réel				2014		Total
	réel	T1	T2	T3	T4	T1 prévu	T2 prévu	prévu
R-3814-2012 [1]	20	68	262	334	334	334	337	1 690
Nouvelle prévision	20	20	208	386	403	311	342	1 690
Écart R-3814-2012 vs Nouvelle prévision	0	(48)	(55)	52	69	(23)	5	0

Note 1 : Tableau R-42.4 de la pièce HQD-13, document 1 (B-0082) du dossier R-3814-2012 pour les données de T1 à T4 de 2013; tableau 1 du Suivi du projet lecture à distance – phase 1, période du 1er janvier au 30 juin 2013 pour les données de T1 et T2 de 2014.

iii. B-004, 5.1.2. Charges d'exploitation en cours de projet

Au niveau de la télécommunication se retrouvent les frais de 18,2 M$ pour l'entretien et l'exploitation des routeurs et des collecteurs, ainsi que les services de télécommunication fournis par Rogers Communications inc.

iv. B-0004, HQD-1, Doc 1, section 8. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

La Régie note au paragraphe 373 de la décision D-2012-127 que « [l]e Projet [LAD] devrait exercer une pression à la baisse sur les tarifs à compter de 2018, en raison des gains d'efficience attendus provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation et de l'interruption et de la remise en service à distance. » Le Distributeur rappelle qu'il anticipe dès 2019 des gains récurrents évalués à 81 M$ par année. Cette conclusion demeure valide, considérant que, grâce aux gains d'efficience attendus, le projet exercera à terme une pression à la baisse sur les tarifs.

v. B-0004, HQD-1, Doc 1, section *Mise en place de l'infrastructure de télécommunication,* page 14

Le Distributeur effectue d'abord la topologie et les relevés de terrain. Il procède ensuite à l'envoi d'avis et à la négociation des baux lorsque nécessaire, puis à l'ingénierie. À l'instar de la phase 1, l'installation des routeurs sera effectuée par le personnel du Distributeur, tandis que celle des collecteurs sera effectuée par des employés du groupe - Technologie d'Hydro-Québec. Toutefois, au-delà du temps imparti pour ces activités, le Distributeur doit prévoir du temps additionnel afin d'être en mesure de revoir ses hypothèses de départ suite à la découverte de conditions imprévues, comme, par exemple, lorsque l'emplacement choisi s'avère ne pas être disponible parce qu'il est déjà réservé à des fins incompatibles. (Notre souligné)

vi.* B-0004, HQD-1, Doc 1, *Installation des compteurs de nouvelle génération, page 15

Pour l'installation des compteurs, le Distributeur a recours aux services d'un installateur externe, ce qui lui permet de soutenir un rythme d'installation élevé, tout en ne mettant pas en péril ses opérations courantes. Le rôle du prestataire de services est d'effectuer les installations les plus simples de la phase 2. Ainsi, la très grande majorité des compteurs de la clientèle résidentielle est installée par les employés de la firme Capgemini Québec.

vii. B-0004, HQD-1, Doc 1, 3.3. Échéancier critique des travaux de la phase 2, page 19

Les coûts de mise en place des équipements de télécommunication sont estimés à environ 6,4 M$ pour les six premiers mois de 2014. Le Distributeur précise que ces coûts sont déjà prévus dans les coûts des équipements de télécommunication aux investissements (voir la section 5.1).

viii. B-0008, Commentaires du Distributeur sur les demandes d'intervention:

«Plus particulièrement, ces coûts additionnels pourraient être de l'ordre de 2 millions $ par mois d'attente excluant les coûts liés au redémarrage du Projet. Le Distributeur soumet respectueusement que les coûts engendrés par les délais seraient supérieurs aux coûts de mise en place des équipements de télécommunication, lesquels sont estimés à environ 6,4 M$ pour les six premiers mois de 2014.»

ix. **B-0013, page 9, tableau 2, Coûts totaux prévus de la phase 1 du projet LAD (en M$)**

TABLEAU 2 : COÛTS TOTAUX PRÉVUS DE LA PHASE 1 DU PROJET LAD (EN M$)

	Travaux préparatoires [1]	2012 réel	2013 réel	2014 et ss prévu	Total prévu	R-3770-2011 [1]	Écart Prévu / R-3770-2011
Investissements	**38,8**	**41,2**	**173,4**	**140,8**	**394,2**	**396,3**	**(2,1)**
Infrastructure technologique d'information	20,3	13,7	10,3	25,3	69,7	72,1	(2,5)
Bureau de projet	7,1	3,8	-	-	10,9	10,2	0,7
Sous-total	**11,4**	**23,7**	**163,1**	**115,4**	**313,7**	**314,0**	**(0,3)**
Compteurs achat et installation	4,4	3,2	135,2	98,0	240,8	250,8	(10,0)
Équipements de télécommunication	3,0	11,3	17,4	10,5	42,2	46,2	(4,1)
Bureau de projet	-	6,1	6,4	4,6	17,1	8,3	8,8
Frais d'emprunt à capitaliser	-	3,0	4,1	1,8	8,9	2,3	6,6
Autres	4,0	0,1	0,0	0,6	4,7	6,3	(1,6)
Charges d'exploitation	**3,9**	**5,1**	**13,5**	**10,6**	**33,2**	**44,2**	**(11,0)**
Relocalisation des ressources	-	-	-	-	-	7,1	(7,1)
Technologies d'information	-	4,5	7,4	3,1	15,0	19,4	(4,3)
Télécommunication	1,8	0,2	2,3	2,4	6,6	2,9	3,7
Charges diverses	2,1	0,4	3,9	5,1	11,5	14,8	(3,3)
Total	**42,7**	**46,4**	**186,9**	**151,4**	**427,4**	**440,5**	**(13,1)**

Note 1 : Les résultats des travaux préparatoires (tableau R-10.1-A de la pièce HQD-13, document 1.2 (B-0129) du dossier R-3814-2012) et les données du dossier R-3770-2011 (tableau 11 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006) du dossier R-3770-2011) ont été reclassés à des fins de comparaison avec le réel de l'année 2012 et les prévisions des années 2013 et suivantes.

x. B-0013, page 10, note de bas de page numéro 9 :

Les coûts du projet LAD au dossier R-3770-2011 incluaient les prix non négociés pour les compteurs de nouvelle génération du fournisseur Elster et le taux de prestation estimé du prestataire de services.

Demands

4.1 HQ is requesting authorization to proceed with Phases II and III without implementing most of the benefits of AMI for the Phase I clients. Shouldn't HQ first prove that it can deliver benefits to the Phase I clients before proceeding with Phases II and III?

4.2 (ref. i) HQ has stated in HQD-1, Doc 1 Section 3.1 that the AMI system software is fully operational. If so, what concrete benefits have been implemented for Phase I? Please provide a detailed breakdown of the operating savings implemented to date that are directly attributed to Phase I AMI, and compare them with the original plan.

4.3 (ref. i) If the AMI system software is fully operational, why hasn't HQ implemented the remote disconnect function, started monthly billing, and eliminated MV-90 for the Phase I commercial and polyphase meters? Shouldn't these benefits be implemented for Phase I clients before requesting authorization to proceed with Phases II and III?

4.4 If Capgemini is unable to obtain inside access to client meters, what method is HQ using to complete the installation of the new generation meters?

4.5 What is the projected cost increase to complete these installations when they are turned back by Capgemini to HQ?

4.6 How many inside meter installations have been turned back to HQ by Capgemini in Phase I vs. the plan?

4.7 (ref. i and ii) Of the 1 million meters installed in Phase I, how many of these meters were inside meters?

4.8 How many inside meters have been installed in Phase I vs. the original plan?

4.9 How many Phase I commercial and polyphase meter installations have been completed vs. the plan?

4.10 (Ref. ii) Regarding table 1, as HQ provide difference from file R-3814-2013, please provide, as the same format table, the number of number of collectors and repeaters for Phase I and for Phase 2 and 3, vs. the plan in file R-3770-2011?

4.11 How can the Phase I project cost be lower when HQ has not installed the Phase I commercial and polyphase meters, or completed all of the inside meters? Has HQ avoided many of the more difficult installations to date to show favorable progress and keep the cost down?

4.12 What is HQ's plan to read the commercial and polyphase meters over the Landis+Gyr Gridstream network if Elster does not receive MC and IC approval for the REXU and Elster A3 meters?

4.13 If MC and/or IC approval is not received for the Elster meters, what will be the affect on total project cost? Doesn't this further increase the risk and potential project cost if HQ proceeds with Phases II and III without having these approvals first

4.14 (Ref. iii) Now that a contract has been signed with Rogers Communications, please provide a revised estimate of yearly cellular costs to read all Gridstream network equipment, including the new connections required to replace satellite. How does this compare to the original plan?

4.15 (Ref. iv) Has HQ's projected recurring annual operating savings of $81 million been recalculated to include the higher cellular communications costs for additional collectors?

4.15.1 Does HQ plan to include the savings arising from remote disconnect functionality in Phases II and III in this calculation?

4.16 (Ref. v) HQ has stated in HQD-1, Doc 1 that installation of collectors, gap collectors and repeaters in Phases I, II and III is being installed by HQ Technology. Are any outside contractors assisting with this work, and if so at what cost? How does the actual cost of these installations compare to the plan?

4.16.1 If additional network devices are required, who will install them and at what additional cost?

4.17 (Ref. vi and x) HQ's original filing for Phase I authorization did not include firm prices for Phase II **and** III for meter installations, and stated that firm pricing for these installations would be acquired later. How do the unit costs compare to the estimated costs used to calculate the total project cost for Phase I authorization?

4.18 (Ref. vii et viii) The Distributor estimated installation costs of equipment telecommunications due to $ 6.4 million for the first six months of 2014. It states that these costs are already included in the investment costs relating to phases 2 and 3 of Project. Furthermore, the Distributor adds the additional costs that would result from a delay in the deployment of Phase 2 of the project is estimated at $ 2.0 million per month of delay[9], excluding costs related to restarting the Project. So, in July 2014, these costs time would exceed the total cost of this request. Please provide the detailed calculations that support this assertion, as well as a detailed breakdown of the $6.4 million in costs to install the network between Jan-June 2014.

4.19 In Section 5.1 of HQD-1, Doc 1, HQ states that the cost assumptions made in Phase I are valid for Phases II and III. How can this be true if HQ has not installed

[9] B-0008, Commentaires du Distributeur sur les demandes d'intervention.

commercial and polyphase meters, has not received all MC and IC approvals for Elster meters and has not implemented most benefits such as remote disconnects and monthly billing? How can installation of the urban Phase I network be comparable to the rural and remote client locations required for Phases II and III?

4.20 (Ref. iii et ix) Au tableau 2, les coûts de télécommunications pour les travaux préparatoires indiqués par HQ sont de 1,8 M$, alors qu'à la pièce B-0004, section 5.1.2, *Charges d'exploitation en cours de projet*, HQ indique des frais de 18,2 M$ pour l'entretien et l'exploitation des routeurs et des collecteurs, incluant les services de télécommunications fournis par Rogers Communications inc. Veuillez concilier les deux tableaux et détailler les montants pour les services de télécommunications fournis par Rogers Communications inc. et ceux qui concernent les frais d'entretien et d'exploitation des routeurs et des collecteurs de manière séparée pour le montant de 18,2 M$?

4.20.1 Veuillez confirmer que ces frais ne visent que les charges d'exploitation en cours de projet ?

4.21 (Réf. ix) Au tableau 2, les coûts de télécommunications pour la phase 1 sont évalués à 6,6 M$. Veuillez préciser si ce montant inclut les frais pour l'entretien et l'exploitation des routeurs et des collecteurs ?

4.22 Veuillez détailler, sous la forme de tableau, en indiquant séparément les frais de télécommunications fournis par Rogers Communications inc. et <u>les frais estimés d'entretien et d'exploitation des routeurs et des collecteurs</u>, et cela, pour toute la période du projet LAD. De plus, veuillez détailler ces frais selon un calendrier précis dans le temps ?

5 FONCTIONNALITÉS HORS DU PÉRIMÈTRE ACTUEL, MAIS QUI ONT ÉTÉ ENVISAGÉES PAR LE DISTRIBUTEUR

Références

i. B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, Tableau 6, statut d'avancement des fonctionnalités, p. 17

TABLEAU 6 : STATUT D'AVANCEMENT DES FONCTIONNALITÉS

	Fonctionnalités présentées*	Date prévue*	Statut	Date de mise en œuvre
Dans le périmètre du projet	Facturation sur relevé réel	2012	Réalisé	2012
	Emménagements/déménagements facilités	2012	Réalisé	2013
	Efficience des processus relève et recouvrement	2012	En cours	2014
Hors du périmètre du projet	Gestion des pannes et des interruptions	2012	Réalisé	2013
	Prévision de la demande	2012	En cours	2014
	Gestion de la consommation	2013	En cours	2014
	Détection de la subtilisation	2013	En cours	2015
	Efficacité énergétique - Réduction des pertes	2013	En cours	En continu dès 2014
	Acquisation de données d'équipements réseau	2015-2017	A venir	2015-2017
	Gestion de la recharge de véhicules électriques	2015-2017	A venir	2015-2017
	Télésurveillance/maintenance des équipements	2015-2017	A venir	2015-2017

Note * : Tel que présenté aux pages 15 et 16 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0098) du dossier R-3770-2011.

ii. D-2012-127, par. 532

[532] *Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de lui transmettre, selon la périodicité prévue ci-dessous, les informations suivantes :*

(….)

 Périodiquement et selon l'évolution du Projet, présenter l'état d'avancement de l'implantation des autres fonctionnalités qui sont à l'extérieur du périmètre actuel, mais qui sont envisagées par le Distributeur, selon l'échéancier déposé en audience.

iii. B-0004, HQD-1, doc. 1, page 35

Parallèlement à la mise en place de la technologie de l'IMA et à l'installation des compteurs, le Distributeur a travaillé sur de nombreux projets liés à la technologie nouvellement implantée qui déboucheront vers de nouveaux services à la clientèle ou une amélioration de la qualité de service de distribution (voir la section 2).

iv. B-0004, HQD-1, doc. 1, page 35, Note de bas de page numéro 64

La fonctionnalité de détection des pannes, non incluse dans le périmètre du projet LAD, n'est toutefois pas implantée.

v. B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, page 19 :

Gestion de la consommation Le Distributeur a lancé un appel de propositions visant à recevoir des offres de service relatives à l'acquisition et à l'intégration d'un outil de gestion de la consommation à *Mon Espace client* au Portail Web de l'entreprise. L'analyse des propositions est en cours. Une preuve de concept est prévue au premier semestre 2014. L'implantation graduelle débutera par la suite en 2014, dont la première étape permettra de tester les fonctionnalités de l'outil recherché. L'outil devrait permettre au client de visualiser sa consommation en dollars et en kilowattheures, lui fournir des explications sur sa facture et lui offrir des outils lui permettant de mieux gérer sa consommation.

vi. B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013, 7. ÉTAT D'AVANCEMENT DE L'IMPLANTATION DES FONCTIONNALITÉS

Parallèlement au déploiement des compteurs de nouvelle génération dans la zone visée par la phase 1, le Distributeur travaille à la mise en place des fonctionnalités additionnelles présentées au dossier R-3770-2011. Les fonctionnalités additionnelles doivent répondre à un réel besoin des clients ou du Distributeur. S'il y a lieu, une demande d'autorisation spécifique sera déposée auprès de la Régie.

vii. R-3770-2011, C-GRAME-0078, Argumentation finale du GRAME, p. 23 à 25

Le GRAME a également déposé sous la cote C-GRAME-0067[10] un article intitulé «*Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meter*». Cet article énonce qu'une nouvelle version de compteurs est disponible sur le marché depuis le 13 juillet 2011.[11]

(…)

La réponse à l'engagement 32 du Distributeur **confirme qu'il n'installera pas la nouvelle version de compteurs disponibles chez leur fournisseur Landis+Gyr** : « Les compteurs de nouvelle génération qui sont installés dans le cadre du déploiement massif sont ceux qui existaient au moment de l'appel de propositions faites par le Distributeur. Toutefois, les composantes logicielles de la carte de télécommunication de ces compteurs peuvent être mise à jour à distance et le manufacturier confirme qu'aucune composante

[10] R-3770-2011, Annonce de Landis+Gyr annonçant une nouvelle génération de compteurs
[11] R-3770-2011, C-GRAME-0067

matérielle ne sera nécessaire pour intégrer le protocole IPV6 mentionné dans le document du GRAME. »[12]

Bien qu'il soit possible de mettre à jour à distance la composante logicielle, le risque ne se situe pas tant au niveau de la mise à jour des logiciels que dans la capacité du compteur à gérer plus d'informations, grâce à une mémoire additionnelle. Le déploiement de 3,8 millions de compteurs d'une version, dont la quantité de mémoire pourrait s'avérer insuffisante pour assurer l'évolutivité du réseau et l'ajout de fonctionnalités pour le bénéfice des clients, constitue un risque technologique important, considérant la durée de vie de ces compteurs.

(…)

L'expert Finamore énonçait dans son témoignage un risque technologique lié à l'installation d'une version moins récente des compteurs de Landis+Gyr ainsi que d'une version moins récente de la série *Gridstream* de Landis+Gyr, risque lié aux possibilités d'évolution du projet LAD :

(...)

Q. [227] Do you know what other advantages does the newer version of the meter have?

A. Well one consideration I think that should be noted is that, we have made some discussion about Zigbee in the meter and the appropriateness of having the Zigbee in the meter itself. But assuming that is the case and that you want to be able to download upgrades to the software and move to a Smart Energy Profile (SEP) 2.0 protocol, additional memory is going to be required in that meter in order to download that. And so, the new meter coming out will have, according to Landis+Gyr, will have more memory and will help to guarantee that when 2.0 does come out there will be sufficient memory to download that. (...)[13]

viii. R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

Le Distributeur prévoit intensifier ses efforts en efficacité énergétique pour limiter la croissance de la demande d'électricité dans tous les réseaux autonomes. Le budget demandé pour les réseaux autonomes en 2014 s'élève à un peu plus de 1,3 M $. De façon générale, le Distributeur poursuivra en 2014 la sensibilisation de l'ensemble des clients des marchés résidentiel et commercial sur la consommation énergétique et l'efficacité énergétique. Il privilégiera d'abord une intervention dans les écoles.

ix. Décision D-2012-024, par. 87

[87] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour

[12] R-3770-2011, B-114
[13] R-3770-2011, Notes sténographiques du 30 mars 2012, p. 175 à 177, m. Finamore

chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point.

x. B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.4.1

2.4.1 Peut-il y a voir des dépassements de plus de 30 kWh dans une journée qui ne soient pas facturés au prix du tarif dissuasif ?

Oui, puisque le Distributeur ne facture pas sur la base de la consommation quotidienne. Voir la réponse à la question 2.3.3

xi. R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, Réponses d'Hydro-Québec distribution à la demande de renseignements n°2 du GRAME, RDR 2.6

Q. 2.6 Veuillez fournir le total de dépassement de consommation en kWh pour les 274 abonnements au tarif D et le dépassement du client au tarif DM ?

R. *La consommation à la 2e tranche des clients aux tarifs D et DM pour qui cette consommation représente plus de 30 % de leur consommation totale s'élève à 2,2 GWh sur des ventes totales de 33 GWh au nord du 53e parallèle.*

xii. R-3854-2013, B-0012, HQD-1, doc. 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M$), p. 7

xiii. Réponse à l'engagement no. 32 (R-3770-2011)

« Les compteurs de nouvelle génération qui sont installés dans le cadre du déploiement massif sont ceux qui existaient au moment de l'appel de propositions faites par le Distributeur. Toutefois, les composantes logicielles de la carte de télécommunication de ces compteurs peuvent être mise à jour à distance et le manufacturier confirme qu'aucune composante matérielle ne sera nécessaire pour intégrer le protocole IPV6 mentionné dans le document du GRAME. »

xiv. C-GRAME-0067 (R-3770-2011)

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3770-2011
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 26 MARS 2012
Pièces n°: C-GRAME-0067

Landis+Gyr
manage energy better

Landis+Gyr integrates next generation technology into smart meter

Latest protocol stack brings society one step closer to a true smart grid environment

Zug, Switzerland, 13th July, 2011 – Landis+Gyr, the world's leading provider of energy management solutions, has successfully added Internet Protocol Version 6 (IPv6) capability to its range of IPv4 Ethernet, GPRS and UMTS enabled smart meters. This step is crucial in smart metering evolution as it contributes to the future requirements of a smart grid environment, where an explosion in the number of intelligent home and networking devices is foreseen.

IPv6 is the new, enhanced form of Internet Protocol which extends the available address range from today's 4.2 billion devices using IPv4, to a large 39-digit number of uniquely addressable devices.

Préambule

Considérant le paragraphe 532 de la décision D-2012-127 qui précise au Distributeur de présenter *l'état d'avancement de l'implantation des autres fonctionnalités* (réf. iii), *qui sont à l'extérieur du périmètre actuel, mais qui sont envisagées par le Distributeur, selon l'échéancier déposé en audience.*

Demandes

5.1 Au tableau 6 (réf. ii) vous indiquez que la gestion des pannes et des interruptions est réalisée et a été mise en œuvre en 2013, alors qu'en note de bas de page 64 (réf. v) vous indiquez plutôt que *La fonctionnalité de détection des pannes, non incluse dans le périmètre du projet LAD, n'est toutefois pas implantée*. Veuillez concilier les deux informations ?

5.1.1 Dans le cas où cette fonctionnalité n'est pas implantée, veuillez indiquer l'échéancier prévu et les étapes préalables qui devront être réalisées pour son implantation?

5.1.2 Veuillez également décrire les problématiques rencontrées pour pouvoir implanter la fonctionnalité de détection des pannes ?

5.2 (Réf. ii et vi) Concernant la fonctionnalité *Gestion de la consommation*, le Distributeur indique que la gestion de la consommation consistera à l'intégration d'un outil de gestion à l'espace client sur le Portail Web de l'entreprise. Veuillez indiquer si, en matière de gestion de la consommation, le Distributeur pourra, compte tenu de la technologie implantée, implanter des mesures directes de gestion de la consommation, telles que, par exemple, la gestion de la consommation à la pointe par l'interruption du chauffe-eau?

5.2.1 Si oui, veuillez détailler quelles mesures pourraient faire partie des options de la clientèle, à terme et compte tenu de la technologie mise en place par le Distributeur?

Préambule

(Réf. iii). Le Distributeur annonce que, suite à la mise en place de l'IMA, il a travaillé sur des projets liés à la technologie nouvellement implantée afin d'offrir éventuellement de nouveaux services à la clientèle. Ainsi, le GRAME demande au Distributeur de se pencher sur la problématique des réseaux autonomes et sur la possibilité d'agrandir le champ de déploiement du projet LAD dans ces réseaux, afin notamment de pouvoir y implanter des fonctionnalités comme la gestion de la demande.

En effet, considérant l'ampleur du déficit en RA, de l'ordre de 202,3 M$ pour 2014 (Réf. xii), le GRAME constatait au dossier R-3854-2013, en énonçant ses préoccupations à cet égard, *que plus d'efforts en efficacité énergétique et* ***en moyens de gestion de la demande*** *doivent être faits*[14] dans ces réseaux.

Demandes

5.3 Au dossier R-3854-2013, le Distributeur indiquait au GRAME que la consommation en 2e tranche des clients s'élève à 2,2 GWh au Nord du 53ième parallèle (Réf. xi) et que les dépassements de plus de 30 kWh dans une journée peuvent ne pas être facturés au prix du tarif dissuasif (Réf. x). De ces constats, veuillez indiquer si la mise en place de la technologie de lecture à distance pourrait techniquement permettre la lecture sur une base quotidienne de la consommation ?

5.4 Veuillez préciser si cette technologie pourrait également effectuer une facturation mensuelle, mais en utilisant les données de consommation journalière de la première tranche et de la deuxième tranche dans les réseaux autonomes?

5.5 (Réf. vii). Veuillez confirmer tout d'abord si le Distributeur utilisera la même version (Réf. xiii) des compteurs et collecteurs de la série *Gridstream* de Landis+Gyr qui a été utilisée en Phase 1, pour le déploiement des Phases 2 et 3 ?

[14] R-3814-2013, C-GRAME-14

5.6 (Réf. vii et xiv). Serait-il possible pour le Distributeur d'utiliser les versions plus récentes (Réf. xiv) des compteurs et collecteurs de la série *Gridstream* de Landis+Gyr pour le déploiement des phases 2 et 3, bien qu'il utilise l'ancienne version (Réf. xiii) pour la Phase 1 ?

5.7 (Réf. vii, xiii et xiv). Serait-il possible pour le Distributeur d'utiliser les versions plus récentes (Réf. xiv) des compteurs et collecteurs de la série *Gridstream* de Landis+Gyr pour le déploiement de la technologie de LAD dans les réseaux autonomes, bien qu'il utilise l'ancienne version (Réf. xiii) pour la Phase 1. Plus précisément, ces versions sont-elles compatibles avec l'infrastructure de mesurage ?

5.8 (Réf. vii et xiii). En utilisant la même technologie retenue par le Distributeur en Phase 1 du projet LAD, c'est-à-dire les compteurs et collecteurs de la version moins récente (Réf. xiii) de la série *Gridstream* de Landis+Gyr, le Distributeur serait-il en mesure de mettre en place une tarification différenciée dans le temps afin de réduire l'impact de la croissance de la demande à la pointe et l'impact financier d'ajout d'équipements sur les réseaux de production autonomes ?

5.9 (Réf. vii). Plus précisément, considérant la carte de communications ZigBee et le profil du Smart Energy 2.0, est-ce que les compteurs de Landis + Gyr et Elster seront en mesure de supporter les communications ZigBee et Smart Energy Profile 2.0, de sorte qu'ils seront en mesure d'offrir, par exemple, la tarification en fonction de l'usage dans le temps ?

5.10 (Réf. xx et xiii)) Puisque, *chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle* et que selon la Régie *il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production*[15], veuillez aussi préciser si le Distributeur pourrait mettre en place des programmes de gestion de la demande en puissance pour cette clientèle avec l'ancienne version (Réf. xiii) de la série *Gridstream* de Landis+Gyr, par exemple en reliant certains électroménagers pour réduire la consommation à la pointe en puissance ?

[15] Décision D-2012-024, par. 87