

**PROJET LECTURE À DISTANCE - PHASE 1
SUIVI DE LA DÉCISION D-2012-127**

SUIVI TRIMESTRIEL AU 31 DÉCEMBRE 2013

**SUIVI DU PROJET LECTURE À DISTANCE - PHASE 1
AU 31 DÉCEMBRE 2013**

Table des matières

1. MISE EN CONTEXTE	6
2. COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION INSTALLÉS EN PHASE 1	7
3. COÛTS PRÉVUS ET RÉELS DE LA PHASE 1	9
3.1. COÛTS TOTAUX PRÉVUS DE LA PHASE 1	9
3.2. COÛTS RÉELS ET PRÉVUS POUR 2013	11
4. GAINS D'EFFICIENCE	13
5. CLIENTS SE PRÉVALANT DE L'OPTION DE RETRAIT.....	14
6. PLAINTES DE CLIENTS REÇUES	15
7. ÉTAT D'AVANCEMENT DE L'IMPLANTATION DES FONCTIONNALITÉS.....	17
7.1. FONCTIONNALITÉS FAISANT PARTIE DU PÉRIMÈTRE DU PROJET LAD.....	18
7.2. FONCTIONNALITÉS HORS DU PÉRIMÈTRE DU PROJET LAD.....	19

Annexe

ANNEXE A : DÉFINITION DES TYPES DE PLAINTÉ	21
---	-----------

Tableaux

Tableau 1 : Nombre de compteurs de nouvelle génération pour la phase 1 installés et prévus par trimestre (en k)	7
Tableau 2 : Coûts totaux prévus de la phase 1 du projet LAD (en M\$)	9
Tableau 3 : Coûts de la phase 1 du projet LAD – année 2013 (en M\$)	12
Tableau 4 : Nombre de compteurs non communicants installés	14
Tableau 5 : Nombre de plaintes de clients par types de motif	15
Tableau 6 : Statut d'avancement des fonctionnalités.....	17

Figure

Figure 1 : Nombre de compteurs de nouvelle génération pour la phase 1 installés et prévus par trimestre (en k)	8
--	---

Lexique

CDSÉ	Conditions de service d'électricité
CED	Centre d'exploitation de distribution
CEM	Centre d'exploitation du mesurage
CNC	compteur non communicant
CNG	compteur de nouvelle génération
IMA	Infrastructure de mesurage avancée
k	millier(s)
M\$	million(s) de dollars
MDMS	Système de gestion des données de mesures
MRC	Municipalité régionale de comté
Option de retrait	Tarifs et conditions de distribution d'électricité relatifs à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences
projet LAD	projet lecture à distance
ss	suivant(e)s
vs	versus

**Note : Les totaux des tableaux du document
sont calculés à partir de données non arrondies.**

1 Dans sa décision D-2012-127¹ concernant la demande d'autorisation pour réaliser la
2 phase 1 du projet LAD, la Régie de l'énergie (la « Régie ») demande à Hydro-Québec
3 Distribution (le « Distributeur ») de déposer, sur une base trimestrielle, un suivi de
4 l'avancement des coûts et de l'échéancier du projet. La demande de la Régie est ainsi
5 formulée :

6 « [532] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de lui transmettre,
7 selon la périodicité prévue ci-dessous, les informations suivantes :

8 [...]

- 9 • Sur une base trimestrielle, un suivi de l'avancement des coûts et de
10 l'échéancier du Projet, incluant les informations suivantes :
- 11 ○ une planification de l'installation des CNG par trimestre pour toute la
12 phase 1 ; [section 2]
 - 13 ○ le nombre de CNG réellement installés par trimestre; [section 2]
 - 14 ○ le nombre de clients qui se prévalent de l'Option de retrait par
15 trimestre ; [section 5]
 - 16 ○ les coûts prévus de la phase 1 du Projet par trimestre; [section 3]
 - 17 ○ les coûts réels de la phase 1 par trimestre ; [section 3]
 - 18 ○ l'explication des écarts de coûts et d'échéancier et les nouvelles
19 prévisions, le cas échéant ; [sections 2 et 3]
 - 20 ○ un statut de la matérialisation des gains d'efficacité annoncés ;
21 [section 4]
 - 22 ○ le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le
23 type de motifs. [section 6]
- 24 • Périodiquement et selon l'évolution du Projet, présenter l'état d'avancement
25 de l'implantation des autres fonctionnalités qui sont à l'extérieur du
26 périmètre actuel, mais qui sont envisagées par le Distributeur, selon
27 l'échéancier déposé en audience [note de bas de page omise].
28 [section 7] »

29 Le Distributeur dépose le suivi trimestriel au 31 décembre 2013 de l'avancement des coûts
30 et de l'échéancier du projet, incluant les explications d'écarts, le cas échéant. Le présent
31 suivi inclut également, à la section 7, l'état d'avancement de l'implantation des
32 fonctionnalités qui sont hors du périmètre du projet LAD, tel que requis par la Régie dans
33 la décision D-2012-127.

¹ D-2012-127, décision finale concernant la *Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à distance – Phase 1*, 5 octobre 2012.

1. MISE EN CONTEXTE

1 Le déploiement de la phase 1 du projet LAD se poursuit, à l'intérieur de l'enveloppe
2 financière prévue, et conformément aux attentes élevées du Distributeur au niveau
3 technique et à l'égard de son rythme de réalisation. Le Distributeur demeure confiant
4 d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixé pour le déploiement des compteurs de nouvelle
5 génération à la fin de la phase 1.

6 Le Distributeur rappelle que, dans le dossier R-3770-2011², il prévoyait le début du
7 déploiement massif dès le deuxième trimestre de 2012; les coûts et les gains annuels
8 annoncés dans la demande d'autorisation reflétaient le rythme de déploiement prévu à ce
9 moment. En octobre 2012, la Régie approuvait les tarifs et les conditions de distribution
10 d'électricité relatifs à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de
11 radiofréquences (« option de retrait »)³. Compte tenu de l'effet conjugué de la date
12 d'entrée en vigueur de l'option de retrait fixée au 1^{er} décembre 2012⁴ et de la période des
13 fêtes de fin d'année, les premières lettres d'avis d'installation, informant du remplacement
14 des compteurs, ont été transmises aux clients le 7 janvier 2013.

15 Les prévisions annoncées dans le dossier tarifaire 2013-2014 (dossier R-3814-2012)
16 découlent principalement du report du début du déploiement massif et de la révision du
17 calendrier de déploiement de la phase 1 du projet LAD⁵.

² Dossier R-3770-2011, *Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à distance – Phase 1*.

³ D-2012-128, décision finale concernant la *Demande de fixation des tarifs et conditions de distribution d'électricité relative à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences*, 5 octobre 2012.

⁴ D-2012-145, décision finale relative aux *Conditions de service d'électricité et aux Tarifs et conditions du Distributeur applicables à compter du 1^{er} décembre 2012*, 2 novembre 2012.

⁵ Voir les réponses aux questions 16.2 et 42.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1 (B-0082) du dossier R-3814-2012, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014*, qui font état d'un début du déploiement massif à compter de janvier 2013.

2. COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION INSTALLÉS EN PHASE 1

1 Au quatrième trimestre, le Distributeur a poursuivi l'installation des équipements de
 2 télécommunication et des compteurs de nouvelle génération. Tel qu'il a été prévu dans le
 3 dossier tarifaire 2013-2014, l'installation de 1,7 M de compteurs dans la grande région de
 4 Montréal⁶ se terminera à la fin du deuxième trimestre de 2014.

5 Le tableau 1 fournit, par trimestre, le nombre de compteurs de nouvelle génération
 6 installés au 31 décembre 2013, ainsi que la prévision de l'installation des compteurs à
 7 venir, en s'appuyant sur les informations déjà fournies dans le dossier tarifaire 2013-2014.
 8 Le nombre de compteurs de nouvelle génération installés et lus par le CEM est de
 9 1 037 k⁷ au 31 décembre 2013. Le nombre total de compteurs installés, incluant les
 10 compteurs non communicants, totalise 1 041 k.

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

	Travaux préparatoires réel	2013 réel				2014		Total prévu
		T1	T2	T3	T4	T1 prévu	T2 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 1^{er} janvier au 30 juin 2013 pour les données de T1 et T2 de 2014.

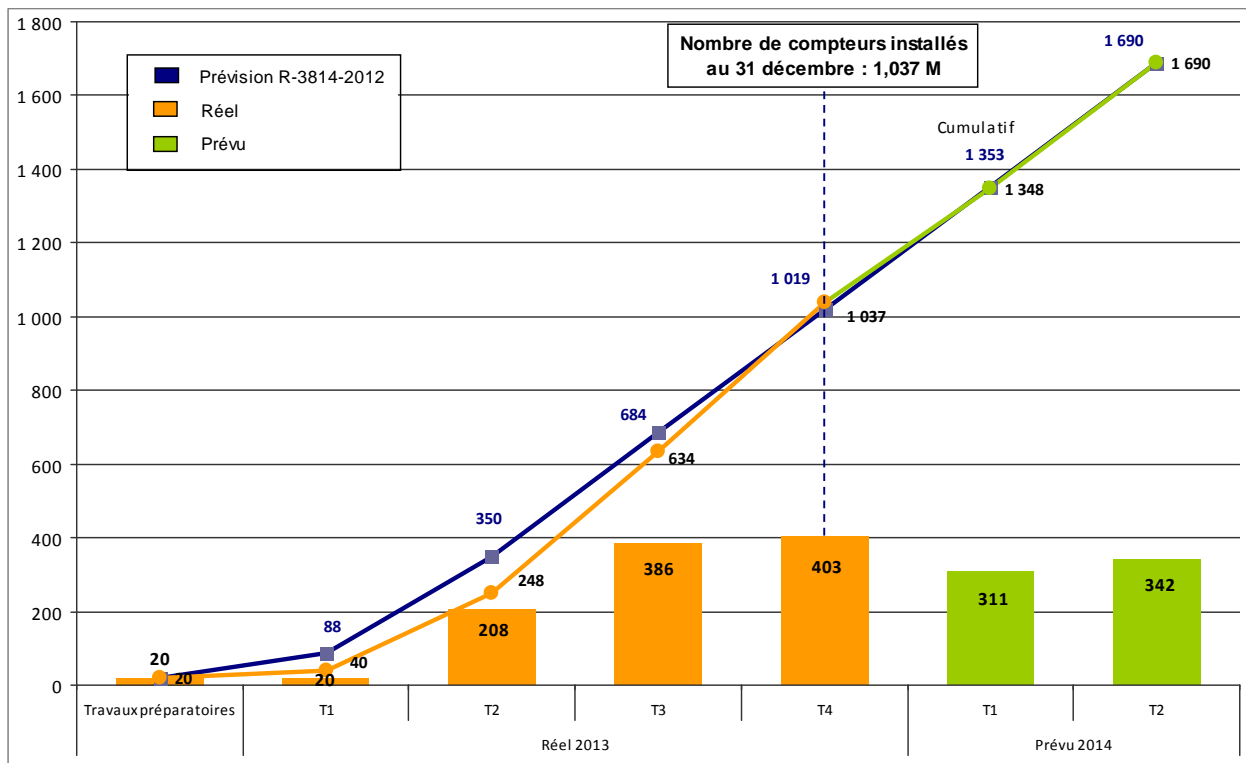
11 Tel que prévu, le rythme des installations a poursuivi sa progression depuis le suivi
 12 précédent. Ainsi, la moyenne pour le dernier trimestre se terminant le 31 décembre a
 13 dépassé le cap des 30 k installations par semaine et ce, malgré le ralentissement lié à la
 14 période des fêtes de fin d'année. Le nombre d'installations s'est même rapproché à
 15 quelques reprises des 40 k installations en une seule semaine. La barre des
 16 8 k compteurs installés en une seule journée a été franchie à quelques reprises. Le

⁶ Voir la page 18 de la pièce HQD-3, document 1 (B-0026) du dossier R-3770-2011 où la zone visée par le déploiement de la phase 1 est illustrée.

⁷ Nombre incluant les compteurs installés dans le cadre des travaux préparatoires lors du projet pilote de la ville de Boucherville et de la MRC de Memphrémagog, de même que celui du quartier Villeraie à Montréal.

1 Distributeur a donc considérablement dépassé le rythme moyen d'installation prévu de
 2 5 k compteurs par jour⁸.
 3 Le Distributeur rappelle que les écarts constatés dans les suivis précédents entre le
 4 nombre de compteurs installés et celui prévu pour les mêmes périodes s'expliquaient par
 5 le décalage du début des installations au 7 février plutôt qu'au 1^{er} janvier 2013. Au
 6 quatrième trimestre, le Distributeur a réussi à installer 69 k compteurs de plus que ce qui
 7 était planifié au dossier tarifaire 2013-2014. Le Distributeur a ainsi dépassé son objectif
 8 annuel quant au nombre de compteurs installés à la fin du quatrième trimestre et est, par
 9 conséquent, confiant quant à l'atteinte de l'objectif pour la phase 1, soit 1,7 M, tel qu'il est
 10 illustré à la figure 1.

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



⁸ Voir notamment les notes sténographiques de l'audience du 22 mai 2012, volume 18 (A-0152) du dossier R-3770-2011, aux pages 84 à 94.

3. COÛTS PRÉVUS ET RÉELS DE LA PHASE 1

3.1. Coûts totaux prévus de la phase 1

1 Le tableau 2 présente les coûts réels préliminaires au 31 décembre 2013 et ceux prévus
 2 jusqu'à la fin de la phase 1, et les compare aux coûts prévus au dossier R-3770-2011. Les
 3 coûts réels pour 2013 sont préliminaires compte tenu du fait que la vérification statutaire
 4 des états financiers d'Hydro-Québec en date du 31 décembre est en cours et que le
 5 rapport annuel d'Hydro-Québec n'est pas publié. Aux fins d'analyse des coûts de la
 6 phase 1 du projet LAD, le Distributeur présente ces données sur une base annuelle.

7 En conservant la rigueur actuelle quant à la gestion des coûts, le Distributeur anticipe
 8 actuellement que les coûts de la phase 1 seront inférieurs aux coûts prévus de 440,5 M\$
 9 au dossier R-3770-2011. Tout en étant prudent, compte tenu des travaux à réaliser d'ici la
 10 fin de la phase 1, le Distributeur estime que des écarts favorables totalisant 28,5 M\$
 11 seront dégagés. Ces écarts favorables permettront de compenser les coûts du maintien
 12 des activités essentielles découlant du report du début du déploiement massif (8,8 M\$) et
 13 de la hausse des frais financiers imputés au projet (6,6 M\$). Le Distributeur prévoit donc
 14 dégager un écart favorable net de l'ordre de 13,1 M\$ pour une nouvelle prévision de
 15 427,4 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.

1 Au chapitre des écarts favorables de 28,5 M\$, les principaux éléments au niveau des
2 investissements sont les suivants :

- 3 • 10,0 M\$ attribuables au coût unitaire plus faible que prévu initialement au dossier
4 R-3770-2011 pour l'achat des compteurs et leur installation, particulièrement
5 lorsque l'installation est effectuée par des installateurs du Distributeur⁹. Cet écart
6 inclut également une révision à la baisse du nombre prévu d'interventions requises
7 d'un maître-électricien dans les cas où les installateurs constatent que l'embase
8 est endommagée et présente un problème de sécurité de l'installation électrique ;
- 9 • 6,6 M\$ dégagés par des coûts moindres que prévus pour déployer l'infrastructure
10 technologique d'information (2,5 M\$) et les équipements de télécommunication
11 (4,1 M\$) nécessaires à réalisation de la phase 1.

12 Les principaux éléments favorables au niveau des charges d'exploitation sont les
13 suivants :

- 14 • 7,1 M\$ au niveau de la relocalisation des ressources en relève de compteurs
15 compte tenu du fait que les employés permanents sont réaffectés, au fur et à
16 mesure, à des routes de relève non visées par un déploiement ;
- 17 • 3,3 M\$ dans les activités de formation et de communication (sous la rubrique
18 « charges diverses ») par l'utilisation d'outils de formation développés pour les
19 activités de base et par la révision à la baisse du nombre de ressources
20 supplémentaires requises dans les activités de communication.

21 Quant aux écarts défavorables de 15,4 M\$, les principaux éléments sont les suivants au
22 niveau des investissements :

- 23 • 8,8 M\$ provenant d'une part, du maintien des activités essentielles pendant la
24 période transitoire entre la fin des projets pilotes et le début du déploiement massif
25 et, d'autre part, de la révision du calendrier de déploiement ;
- 26 • 6,6 M\$ de frais d'emprunt à capitaliser.

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.

1 Par ailleurs, au chapitre des charges d'exploitation, les coûts moindres que prévus pour
2 l'exploitation de l'infrastructure technologique d'information (4,3 M\$) pallient une hausse
3 des coûts dans les activités de télécommunication (3,7 M\$), due notamment à la
4 prolongation de la période des travaux de la phase 1.

5 Le Distributeur tient à rappeler que les éléments de coûts qui ont permis de générer des
6 écarts favorables sont propres à la réalisation de la phase 1 du projet LAD et ne pourront
7 pas être réitérés dans les phases 2 et 3. À titre d'exemple, lors des phases 2 et 3 du
8 projet, la proportion des employés permanents en relève de compteurs à relocaliser sera
9 nécessairement plus grande que pour la phase 1 et aura comme conséquence de générer
10 des coûts de relocalisation. De plus, le nombre plus élevé de municipalités et la superficie
11 plus vaste des territoires à couvrir dans les phases 2 et 3 entraîneront sans aucun doute
12 des coûts conformes à ceux prévus dans le dossier R-3770-2011, donc plus élevés que
13 les coûts observés de la phase 1, pour les installations réalisées par les employés du
14 Distributeur et pour les activités de communication.

3.2. Coûts réels préliminaires pour 2013

15 Le Distributeur présente au tableau 3 les coûts réels préliminaires de 2013 par trimestre et
16 les compare avec la prévision des coûts fournie dans le cadre du dossier tarifaire
17 2013-2014 (dossier R-3814-2012).

18 Les coûts totaux préliminaires sont de 186,9 M\$, dont 173,4 M\$ en investissements et
19 13,5 M\$ en charges d'exploitation. Ils se situent à l'intérieur du montant de 202,9 M\$
20 présenté dans le dossier tarifaire 2013-2014.

TABLEAU 3 : COÛTS DE LA PHASE 1 DU PROJET LAD – ANNÉE 2013 (EN M\$)

	2013 réel par trimestre				Cumulatif 2013		
	T1	T2	T3	T4	Total réel	R-3814-2012 ¹	Écart réel / R-3814-2012
Investissements	12,4	33,0	66,4	61,6	173,4	182,5	(9,1)
Infrastructure technologique d'information	1,9	1,2	4,6	2,5	10,3	10,7	(0,4)
Bureau de projet	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	10,5	31,8	61,8	59,1	163,1	171,7	(8,6)
Compteurs achat et installation	3,1	26,0	52,6	53,4	135,2	142,0	(6,8)
Équipements de télécommunications	4,5	4,0	5,8	3,2	17,4	20,6	(3,1)
Bureau de projet	1,8	1,0	2,5	1,1	6,4	6,2	0,2
Frais d'emprunt à capitaliser	1,1	0,8	0,8	1,4	4,1	1,4	2,7
Autres	0,0	-	-	-	0,0	1,6	(1,6)
Charges d'exploitation	2,7	3,4	3,9	3,4	13,5	20,5	(6,9)
Relocalisation des ressources	-	-	-	-	-	-	-
Technologies d'informations	2,1	2,1	1,3	1,9	7,4	7,8	(0,4)
Télécommunications	0,6	0,6	0,6	0,6	2,3	1,8	0,4
Charges diverses	0,0	0,7	2,1	1,0	3,9	10,8	(7,0)
Total	15,1	36,5	70,3	65,0	186,9	202,9	(16,0)

Note 1 : Données reclassées du tableau R-10.1-A de la pièce HQD-13, document 1.2 (B-0129) du dossier R-3814-2012.

- 1 Le principal élément favorable au niveau des investissements est le suivant :
- 2 • 6,8 M\$ attribuable au coût unitaire plus faible que prévu pour l'achat des
- 3 compteurs et leur installation, ainsi qu'à la révision à la baisse du nombre prévu
- 4 d'interventions requises d'un maître-électricien (voir la section 3.1).
- 5 Les principaux éléments favorables au niveau des charges d'exploitation sont les
- 6 suivants :
- 7 • 7,0 M\$ dans les activités de formation (voir la section 3.1) et dans les activités de
- 8 réinstallation temporaire des compteurs de générations précédentes dans les
- 9 zones 2 et 3 (sous la rubrique « charges diverses »).

4. GAINS D'EFFICIENCE

1 Dans la demande d'autorisation de la phase 1 du projet LAD, le Distributeur estimait à
2 726 postes l'impact du projet LAD sur les ressources humaines pour l'ensemble du
3 déploiement¹⁰.

4 En prévision du début du déploiement et compte tenu du fait que la situation était
5 temporaire, le Distributeur a effectué, dès 2012, une saine gestion des effectifs liés aux
6 processus de relève et de recouvrement, notamment en ne comblant pas certains postes
7 devenus vacants. Les gains d'efficience, en lien avec l'abolition des routes de relève, se
8 matérialisent graduellement et représentent 126 postes pour le processus Relever au
9 31 décembre 2013. Quant aux gains liés à l'activité d'interruption et de remise en service
10 associée au processus de recouvrement, ils représentent 29 postes en date du
11 31 décembre 2013. Les gains liés aux représentants du service à la clientèle se
12 concrétiseront ultérieurement au fur et à mesure que l'installation des compteurs de
13 nouvelle génération permettra de réduire le nombre de factures produites sur la base
14 d'une estimation.

15 Par ailleurs, le Distributeur fait également état, au 31 décembre 2013, de 126 cas avérés
16 de mise en conformité de l'installation électrique suite à une détection d'anomalies dans
17 l'installation électrique du client pouvant affecter la mesure de l'électricité. Il analyse
18 présentement 220 cas potentiels de mise en conformité additionnels détectés au
19 31 décembre 2013.

¹⁰ Section 5.1 (page 31) de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006) du dossier R-3770-2011.

5. CLIENTS SE PRÉVALANT DE L'OPTION DE RETRAIT

1 Au 31 décembre 2013, 3 577 clients, qui se sont prévalus de l'option de retrait, ont un
 2 compteur non communicant installé. Ceci représente environ 0,3 % des compteurs
 3 installés (compteurs de nouvelle génération et compteurs non communicants), taux en
 4 deçà du pourcentage de 1 % prévu dans le cadre du dossier R-3770-2011¹¹.

5 Le Distributeur précise que ce taux serait du même ordre de grandeur, soit 0,4 %, s'il
 6 faisait le ratio entre le nombre de demandes d'adhésion des clients à l'option de retrait
 7 (5 187 demandes au 31 décembre) et le nombre de lettres d'avis d'installation d'un
 8 nouveau compteur (1 332 000 lettres d'avis au 31 décembre). Le Distributeur considère
 9 toutefois que le nombre de compteurs non communicants installés représente la donnée la
 10 plus fiable puisqu'il arrive parfois que les clients changent d'avis et décident d'opter pour
 11 un compteur de nouvelle génération après avoir fait la demande d'adhésion à l'option de
 12 retrait.

13 En date du 31 décembre, 420 clients avaient changé d'avis et opté pour un compteur de
 14 nouvelle génération. Ainsi, le taux d'abandon à l'égard de l'option de retrait représente
 15 environ 10 % des clients qui avaient complété le processus, soit par l'installation d'un
 16 compteur non communicant (3 577), soit en changeant d'avis et en optant plutôt pour
 17 l'installation d'un compteur de nouvelle génération (420).

18 Le tableau 4 présente, par trimestre, le nombre de compteurs non communicants installés
 19 au 31 décembre 2013.

TABEAU 4 : NOMBRE DE COMPTEURS NON COMMUNICANTS INSTALLÉS

	2013				
	T1	T2	T3	T4	Total
CNC installés	72	330	1 559	1 616	3 577

¹¹ Pièce HQD-1, document 6 (B-0094) du dossier R-3770-2011.

1 Le Distributeur rappelle que lorsqu'il prévoit remplacer les compteurs d'une région donnée
 2 par des compteurs de nouvelle génération, les clients qui font la demande d'un compteur
 3 non communicant dans les 30 jours de la lettre d'avis d'installation ont droit à un crédit
 4 d'installation au montant fixé aux *Tarifs et conditions du Distributeur*. Ainsi, le délai de
 5 30 jours accordé aux clients en vertu des CDSÉ ne sert que pour déterminer si les clients
 6 ont droit ou non au crédit d'installation, considérant que ce choix peut être exercé par le
 7 client en tout temps.

6. PLAINTES DE CLIENTS REÇUES

8 D'entrée de jeu, le Distributeur rappelle que les plaintes concernent l'insatisfaction vécue
 9 par un client à l'égard de services rendus par le Distributeur suite à une première
 10 démarche du client auprès des services à la clientèle. C'est pourquoi le Distributeur
 11 calcule un taux de plaintes sur la base du nombre de compteurs installés.

12 Pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2013, le Distributeur et le prestataire de
 13 services ont reçu un total de 118 plaintes, ce qui représente 0,03 % de plainte par rapport
 14 au nombre de compteurs installés pour la même période. Le taux de plaintes demeure
 15 donc stable. Le tableau 5 fait état, par trimestre, des plaintes reçues selon les types de
 16 motif, lesquels sont définis à l'annexe A.

TABLEAU 5 : 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
Total	3	70	120	118	311

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.

1 Bien que les autres types de demandes ne soient pas consignés dans un registre ou un
2 système de suivi, le Distributeur précise qu'il contacte chaque client par téléphone ou par
3 écrit, afin de répondre à toute interrogation de leur part et fournir les informations
4 demandées. Ces autres demandes ne sont toutefois pas considérées au suivi des
5 plaintes. Le Distributeur précise également que les autres types de demandes proviennent
6 de clients situés sur tout le territoire du Québec et non pas seulement des clients situés
7 dans les zones de déploiement.

8 Le Distributeur tient à souligner que la gestion des plaintes s'inscrit dans un processus
9 global dont l'objectif est de maximiser la satisfaction de chaque client. Ce processus
10 intègre tous les éléments requis permettant au Distributeur de réduire au minimum le
11 nombre de plaintes. Le Distributeur porte à l'attention de la Régie quelques unes des
12 composantes de ce processus global :

- 13 • Un plan de communication qui vise à répondre aux préoccupations individuelles de
14 chaque client (voir le bilan du plan de communication déposé le 7 octobre 2013) ;
- 15 • Des sondages effectués par une firme externe portant sur la satisfaction des
16 clients quant aux services d'installation des compteurs de nouvelle génération ;
- 17 • L'application d'un programme d'assurance qualité quant au processus d'installation
18 des compteurs de nouvelle génération ;
- 19 • Une clause de rémunération du prestataire de services tenant compte du nombre
20 de plaintes reçues ;
- 21 • Un processus rigoureux de suivi et d'analyse des plaintes en impliquant, lorsque la
22 situation l'exige, les intervenants à l'origine de la plainte, et une rétroaction auprès
23 de ces derniers.

24 Par ailleurs, les résultats du sondage de satisfaction de la clientèle démontrent un taux de
25 satisfaction à l'égard de l'installation du compteur de 8,8 sur 10 au dernier trimestre de
26 2013.

7. ÉTAT D'AVANCEMENT DE L'IMPLANTATION DES FONCTIONNALITÉS

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

6 Le tableau 6 suivant récapitule le statut d'avancement des principales fonctionnalités
 7 présentées dans le cadre du dossier R-3770-2011. Le Distributeur précise également
 8 qu'aucune fonctionnalité additionnelle n'est prévue.

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
	Efficiences 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
	Acquisition 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.

7.1. Fonctionnalités faisant partie du périmètre du projet LAD

1 Facturation sur relevé réel

2 La solution technologique maintient ses bonnes performances atteignant des taux de près
3 de 100 % de facturation basée sur un relevé réel pour tous les compteurs pris en charge
4 par le CEM. Seuls quelques cas d'exception n'ont pu être relevés puisque le service a été
5 interrompu temporairement à la demande du client ou suite à un évènement exceptionnel.

6 Emménagements/déménagements facilités

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

13 Efficiences des processus relève et recouvrement

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

17 Cette première phase a permis de :

- 18 - Valider la fonctionnalité technique des interruptions et des remises en service à
19 distance ;
- 20 - Identifier les améliorations nécessaires dans les différents processus
21 d'Hydro-Québec (Clientèle, Pannes, Mesurage, CEM et autres) ;
- 22 - Déterminer les développements informatiques nécessaires afin de compléter et
23 automatiser la solution.

24 Les processus d'affaires liés à la fonction d'interruption et de remise en service sont
25 présentement en cours de révision. La livraison de la solution informatique automatisant
26 entièrement la fonctionnalité Interruption / Remise en service pour les locaux vacants, les

1 demandes des clients et le recouvrement est prévue au plus tard en avril 2014 en lien
2 avec la période de reprise des activités d'interruption et de remise en service pour le
3 recouvrement.

7.2. Fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD

4 Gestion des pannes et des interruptions

5 En 2013, le Distributeur a développé et implanté l'algorithme nécessaire pour intégrer les
6 données de l'IMA aux centres d'exploitation de distribution (CED) et ainsi favoriser la
7 gestion des pannes. L'obtention rapide d'informations précises sur les pannes permet au
8 Distributeur d'en améliorer considérablement la gestion. Lorsque le déploiement des
9 compteurs de nouvelle génération sera complété, le Distributeur informera l'ensemble de
10 sa clientèle qu'elle n'aura plus à téléphoner pour signaler une panne.

11 Prévision de la demande

12 L'utilisation de profils de consommation pour la prévision de la demande requiert qu'un
13 nombre minimal de compteurs soit installé. Le Distributeur prévoit que, dès 2014, les
14 profils de consommation seront disponibles et pourront à ce moment être utilisés afin de
15 raffiner la prévision de la demande.

16 Gestion de la consommation

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

1 Détection de la subtilisation

2 Le Distributeur, en collaboration avec l'Institut de recherche en électricité du Québec
3 (IREQ), a développé une solution technique visant à faciliter la détection des cas de non-
4 conformité électrique. Une première étape est en cours et se terminera en décembre
5 2015. Cette étape a pour but notamment de valider d'une part, les algorithmes de
6 détection de la subtilisation et, d'autre part, l'analyse d'opportunité. Selon les résultats
7 obtenus au cours de cette première étape, une implantation graduelle de la solution est
8 envisagée dès 2015, sur les lignes de moyenne tension jugées prioritaires.

9 Efficacité énergétique - Réduction des pertes

10 En 2013, des travaux ont été réalisés pour constituer un environnement d'analyse des
11 données de tension. En 2014, ces données seront analysées afin de déterminer s'il existe
12 des marges de manœuvre disponibles pour abaisser la tension et ainsi générer plus
13 d'économie d'énergie.

ANNEXE A : DÉFINITION DES TYPES DE PLAINTE

Conditions de service

1 Le motif « conditions de service » concerne les plaintes reliées à l'application d'une
2 condition de service d'électricité. Par exemple, des plaintes liées aux modalités de l'option
3 de retrait (avis écrits de 30 jours, frais initiaux d'installation ou frais mensuels exigés,
4 critères d'éligibilité et autres) sont inscrites sous ce motif.

Facturation

5 Le motif « facturation » concerne les plaintes liées à la première facture suivant
6 l'installation du nouveau compteur et aux factures subséquentes lorsque le client peut
7 comparer deux périodes équivalentes à la suite de l'installation. On y trouve notamment
8 les contestations suite à l'augmentation de la facturation, les contestations de la lecture de
9 l'ancien compteur au moment de sa dernière lecture ou du nouveau compteur lors du
10 remplacement.

Interférence

11 Le motif « interférence » vise les plaintes de clients alléguant que des équipements qu'ils
12 utilisent sont affectés par les ondes émises par les compteurs.

Préoccupations / Refus

13 Le motif « préoccupations / refus » vise les cas où le client refuse, par le biais d'une
14 plainte, l'installation d'un compteur de nouvelle génération ou fait valoir ses
15 préoccupations à l'égard du projet.

Prestation de service

16 Le motif « prestation de service » vise les plaintes portant sur le service reçu dans le cadre
17 de l'installation du compteur. Parmi les sujets pouvant faire l'objet d'une plainte, se
18 retrouvent entre autres la prise ou le respect du rendez-vous, le délai de réponse ou de
19 réalisation de l'installation, les explications fournies et le professionnalisme des employés
20 du Distributeur ou du prestataire de services.