

SUIVI ANNUEL DU PROJET LECTURE À DISTANCE 2015

TABLE DES MATIÈRES

1. ZONES DE DÉPLOIEMENT PRÉVUES ET RÉELLES PAR PHASES	6
2. COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS	8
3. GAINS D'EFFICIENCE PRÉVUS ET RÉELS DU PROJET LAD	10
4. SUIVI DÉTAILLÉ DU NOMBRE DE POSTES ABOLIS RELATIFS AU PROJET LAD.....	11
5. ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET LAD SUR LES REVENUS REQUIS ...	12
6. AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS	13
7. ÉTAT D'AVANCEMENT DE L'IMPLANTATION DE FONCTIONNALITÉS ADDITIONNELLES	14
7.1. Fonctionnalités incluses dans le périmètre du projet LAD.....	14
7.1.1. <i>Efficiences du processus relève et facturation sur la base d'une lecture réelle..</i>	<i>15</i>
7.1.2. <i>Efficiences du processus recouvrement.....</i>	<i>15</i>
7.2. Fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD	15
7.2.1. <i>Gestion des pannes et des interruptions</i>	<i>15</i>
7.2.2. <i>Prévision de la demande.....</i>	<i>16</i>
7.2.3. <i>Aide à la gestion de la consommation</i>	<i>16</i>
7.2.4. <i>Détection de la subtilisation et des non-conformités électriques.....</i>	<i>16</i>
7.2.5. <i>Efficacité énergétique - Réduction des pertes</i>	<i>16</i>

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Zones de déploiement	7
---------------------------------------	---

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : État d'avancement par bureaux d'affaires de la phase 1.....	6
Tableau 2 : État d'avancement par bureaux d'affaires des phases 2 et 3	6
Tableau 3 : Comparaison des scénarios.....	9
Tableau 4 : Gains associés au projet LAD.....	10
Tableau 5 : Gains directs du projet LAD	10
Tableau 6 : Statut des postes relatifs au projet LAD	11
Tableau 7 : Analyse financière et impact du projet LAD sur les revenus requis	12
Tableau 8 : Amortissement, radiation et nombre d'appareils retirés du projet LAD	13
Tableau 9 : Statut d'avancement des fonctionnalités	14

Lexique

A	ampère
IMA	infrastructure de mesurage avancée
k	mille / millier(s)
M	million(s)
paragr.	paragraphe
projet LAD	projet Lecture à distance
s.o.	sans objet
\$	dollars

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

1 Dans sa décision D-2014-101¹ (paragr. 187) concernant la demande d'autorisation pour
2 réaliser les phases 2 et 3 du projet LAD, la Régie de l'énergie (la « Régie ») demande à
3 Hydro-Québec Distribution (le « Distributeur ») de déposer les informations suivantes.

4 « [187] La Régie reprend donc ici la liste des informations indiquées à sa décision
5 D-2012-127 que doit lui transmettre le Distributeur, selon la périodicité prévue
6 ci-après, en distinguant, à moins d'avis contraire, les informations relatives à la
7 phase 1 de celles propres aux phases 2 et 3 réunies. Le Distributeur notera que la
8 Régie bonifie cette liste de la manière suivante :

9 [...]

- 10 • Sur une base annuelle, au 31 mars de chaque année :
- 11 o zones de déploiement prévues et réelles par phases, selon les bureaux
12 d'affaires du Distributeur ;
 - 13 o comparaison économique des scénarios (M\$ actualisés 2011), mais
14 uniquement les données relatives au scénario IMA ;
 - 15 o gains d'efficience prévus et réels du [p]rojet LAD ;
 - 16 o suivi détaillé du nombre de postes abolis relatifs au [p]rojet LAD (voir le
17 tableau 8 de la présente décision) ;
 - 18 o analyse financière et impact tarifaire du [p]rojet LAD sur les revenus requis ;
 - 19 o amortissement, radiation et nombre d'appareils retirés ;
 - 20 o état d'avancement de l'implantation de fonctionnalités additionnelles [notes
21 de bas de page omises] ».

22 Le Distributeur produit, dans les sections qui suivent, l'information demandée.

¹ D-2014-101, décision finale concernant la *Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à distance – Phases 2 et 3*, 13 juin 2014.

1. ZONES DE DÉPLOIEMENT PRÉVUES ET RÉELLES PAR PHASES

- 1 Le Distributeur présente, aux tableaux 1 et 2 respectivement, le statut des zones de
- 2 déploiement au 23 mars 2015 selon les bureaux d'affaires pour la phase 1 et les phases 2 et
- 3 3. Les zones déployées sont représentées géographiquement à la figure 1.

**Tableau 1 :
État d'avancement par bureaux d'affaires de la phase 1**

État d'avancement	Bureaux d'affaires
En parachèvement (installations complétées à plus de 85 %)	Montréal (tous les bureaux) Laval Saint-Bruno Blainville Saint-Jérôme Saint-Jovite Joliette
En cours (installations complétées jusqu'à 85 %)	s.o.
À débiter	s.o.

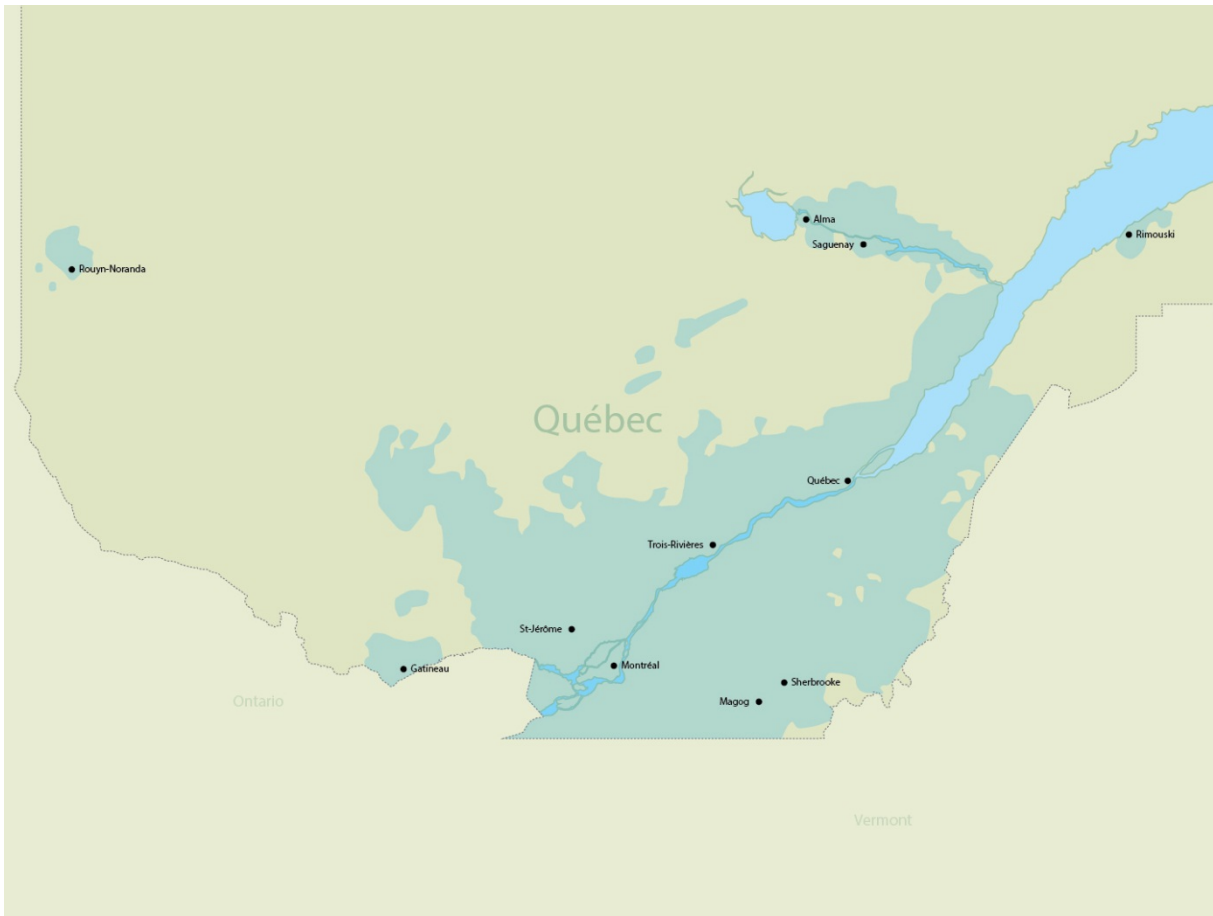
Note : Les bureaux d'affaires ne sont pas listés par ordre de déploiement.

**Tableau 2 :
État d'avancement par bureaux d'affaires des phases 2 et 3**

État d'avancement	Bureaux d'affaires
En parachèvement (installations complétées à plus de 85 %)	Saint-Jean-sur-Richelieu Saint-Hyacinthe Châteauguay Valleyfield Vaudreuil Sorel Drummondville Granby
En cours (installations complétées jusqu'à 85 %)	Victoriaville Lévis Québec Beauport Thetford Mines Beauce Hull Trois-Rivières Shawinigan Mont-Laurier Chicoutimi Rimouski Sherbrooke Alma La Tuque Rouyn
À débiter	Shawville Maniwaki Papineauville Chibougameau Baie-Comeau Sept-îles Boréal Baie-James Bonaventure Gaspé Îles-de-la-Madeleine Val-d'Or

Note : Les bureaux d'affaires ne sont pas listés par ordre de déploiement.

**Figure 1 :
Zones de déploiement**



2. COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

1 Le Distributeur tient à rappeler que l'analyse économique est un outil de choix de projets.
2 Présentée dans le cadre de la demande d'autorisation d'un projet d'investissement, l'analyse
3 économique permet de démontrer que le projet choisi est le plus avantageux parmi une ou
4 plusieurs variantes, lesquelles sont comparables et à service équivalent.

5 Ainsi, au soutien de sa demande dans le dossier R-3770-2011, le Distributeur a comparé
6 deux scénarios quant au mode de relève de compteurs : le scénario de référence, pour
7 lequel la relève est effectuée de façon manuelle à l'aide de micro-ordinateur de main, et le
8 projet LAD (scénario IMA) qui consiste au déploiement d'une IMA et au remplacement de
9 3,8 M de compteurs permettant d'effectuer la relève à distance. L'analyse économique a
10 consisté à comparer les flux monétaires futurs de ces deux scénarios sur la période analysée
11 de 20 ans. Elle a ainsi permis de déterminer que la solution IMA était celle de moindre coût.
12 Les gains générés par le scénario IMA par rapport à la réalisation du scénario de référence
13 sur une période de 20 ans étaient estimés à 201,9 M\$ (actualisés 2011).

14 Le Distributeur effectue, sur une base trimestrielle et dans le dossier tarifaire, le suivi du
15 projet LAD et des hypothèses qui sous-tendent sa rentabilité. Les différents suivis effectués à
16 ce jour, autant sur les coûts du projet que sur les gains escomptés, permettent de confirmer
17 les résultats de l'analyse économique, dans la mesure où les coûts déjà encourus sont
18 inférieurs à ceux anticipés, et que les gains attendus sont au moins les mêmes que ceux
19 prévus en 2011.

20 L'analyse économique n'est en aucun cas un outil de suivi de projet. Les projets non retenus
21 ne peuvent devenir des scénarios de référence pour le suivi du projet puisqu'ils ne
22 représentent plus une option dès lors que débute le projet, le déclenchement du déploiement
23 de l'IMA ayant modifié la réalité du Distributeur.

24 De plus, la mise à jour de l'analyse économique en cours de projet correspondrait à suivre la
25 réalisation ou la non réalisation des hypothèses du scénario IMA en ajoutant des distorsions
26 d'hypothèses économiques, dont principalement le taux d'actualisation et le taux d'inflation à
27 long terme. Ainsi, le Distributeur soumet qu'un tel exercice en cours de projet ou lorsque le
28 projet sera terminé n'est pas pertinent considérant les biais de l'analyse et l'absence de
29 conclusion pouvant en résulter. Conséquemment, il demande à la Régie de le dispenser de
30 produire dorénavant cette analyse.

31 Toutefois, conformément au paragraphe 187 de la décision D-2014-101, le Distributeur
32 présente au tableau 3 la comparaison des scénarios en dollars actualisés de 2011, en
33 mettant uniquement à jour les données relatives au scénario IMA. Cet exercice est réalisé en
34 tenant compte notamment des éléments suivants :

- 35 • remplacement des compteurs existants par des compteurs de nouvelle génération
- 36 débutant en 2013 plutôt qu'en 2012 ;
- 37 • déploiement se terminant à la fin de l'année 2016 plutôt qu'à la fin de 2018 ;

- 1 • coûts réels et prévus du projet LAD au 31 décembre 2014 ;
- 2 • réinvestissements du dossier R-3770-2011 maintenus à l'exception des achats
- 3 d'équipements de télécommunication qui sont requis annuellement pour les activités
- 4 courantes (début 2017 au lieu de 2019) ;
- 5 • paramètres économiques et financiers du dossier R-3770-2011 inchangés.

**Tableau 3 :
Comparaison des scénarios**

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031			
	Scénario IMA	Scénario de référence	Écart
Investissements	805,4	500,4	305,0
Charges d'exploitation	322,9	871,8	(548,9)
Taxe sur les services publics	0,3	-	0,3
Valeurs résiduelles	(74,7)	(81,2)	6,5
Total	1 054,0	1 291,0	(237,0)

3. GAINS D'EFFICIENCE PRÉVUS ET RÉELS DU PROJET LAD

1 L'essentiel des bénéfices attendus du projet LAD, inclus dans l'analyse économique
2 présentée au soutien du dossier R-3770-2011, reposent sur les gains d'efficacité dans les
3 activités reliées à la relève, aux interruptions et remises en service et au service à la
4 clientèle, ainsi que de la mise en conformité des compteurs. Ces gains résultent
5 principalement d'une réduction de la masse salariale.

6 Conformément au paragraphe 187 de la décision D-2014-101, le Distributeur présente, au
7 tableau 4, les gains du projet LAD, tenant compte des données réelles 2013 et 2014, du
8 report du début du projet de sept mois et du devancement de la fin du déploiement de deux
9 ans.

**Tableau 4 :
Gains associés au projet LAD**

M\$ (courants)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	-	(4,7)	(15,6)	(36,3)	(51,4)	(60,6)	(62,5)
Autres gains	-	(1,2)	(3,6)	(8,1)	(15,1)	(18,6)	(18,8)
Total	-	(5,8)	(19,3)	(44,4)	(66,5)	(79,1)	(81,3)

10 Le Distributeur rappelle que les gains de l'activité relève ont été calculés par le différentiel
11 des flux monétaires actualisés du scénario IMA et du scénario de référence. Toutefois, la
12 réduction des coûts des activités d'interruption et de remise en service à distance et de
13 service à la clientèle, ainsi que les gains pour la mise en conformité, ont été évalués
14 directement.

15 Avec les réserves mentionnées précédemment à la section 2, le Distributeur présente au
16 tableau 5, conformément à la décision D-2014-101 (paragr. 187), les gains directs du
17 projet LAD, tenant compte des données réelles 2013 et 2014. Le Distributeur demande
18 également à la Régie de le dispenser de produire dorénavant cette analyse.

**Tableau 5 :
Gains directs du projet LAD**

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031	Gains Directs
Interruption / Remise en service à distance	(101,4)
Service à la clientèle	(17,9)
Mise en conformité	(10,0)
Total	(129,3)

4. SUIVI DÉTAILLÉ DU NOMBRE DE POSTES ABOLIS RELATIFS AU PROJET LAD

- 1 L'impact du projet LAD sur les ressources humaines est estimé à 726 postes abolis pour
- 2 l'ensemble du déploiement. Le Distributeur présente, au tableau 6, le détail du nombre de
- 3 postes abolis relatifs au projet au 31 décembre 2014.

**Tableau 6 :
Statut des postes relatifs au projet LAD**

	Postes totaux à abolir (mi 2018)	Processus Relever	Processus Recouvrement	Processus Clientèle	Postes totaux abolis au 31/12/14	Solde	
		603 ⁽²⁾	102 ⁽²⁾	21 ⁽²⁾			
Départs de l'organisation	180 ⁽¹⁾	-107	-33	0	-140	40	22%
Postes non-renouvelés	270 ⁽¹⁾	-66	-14	-21	-101	169	63%
Roulement de personnel	96 ⁽¹⁾	-71	-14	0	-85	11	11%
Relocalisation d'employés permanents	180 ⁽¹⁾	0	0	0	0	180	100%
	726 ⁽¹⁾	-244	-61	-21	-326	400	55%
Solde	400	359	41	0			
	55%	60%	40%	0%			

Sources: ⁽¹⁾ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p.18

⁽²⁾ Dossier R-3770-2011, pièce HQD-1, document 1 [B-0006], p. 21

5. ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET LAD SUR LES REVENUS REQUIS

1 Le Distributeur tient à rappeler que l'analyse financière sert à évaluer, à la marge, l'impact
2 d'un projet d'investissement sur les tarifs du Distributeur. Cette analyse permet de
3 déterminer à quel moment les impacts d'un projet d'investissement sur les revenus requis
4 sont les plus élevés, et à partir de quel horizon les avantages attendus du projet se
5 matérialiseront, exerçant une pression à la baisse sur les revenus requis.

6 Le Distributeur a présenté, dans le dossier R-3770-2011, une analyse de l'impact du
7 projet LAD sur ses revenus requis sur une période de 20 ans à compter du début de la
8 phase 1. L'impact est mesuré par l'écart entre les revenus requis selon le scénario IMA et
9 ceux selon le scénario de référence, auquel s'ajoutent les charges d'amortissement accéléré
10 et de radiation des 3,8 M de compteurs en service qui sont remplacés durant le projet LAD.
11 L'analyse est réalisée à partir des hypothèses retenues pour élaborer le scénario IMA et le
12 scénario de référence.

13 Dans le cadre des dossiers tarifaires, le Distributeur présente l'impact des coûts et des gains
14 réels et prévus du projet LAD sur les revenus requis et les compare à ceux qui étaient
15 prévus dans le dossier R-3770-2011². Le Distributeur soumet que cette analyse est plus utile
16 et pertinente que l'exercice de mise à jour, en cours de projet ou à la fin du projet, de
17 l'analyse financière qui a été présentée au soutien de la demande d'autorisation du
18 projet LAD. Conséquemment, il demande à la Régie de le dispenser de produire dorénavant
19 cette analyse.

20 Néanmoins, conformément à la décision D-2014-101 (paragr. 187), le Distributeur présente
21 au tableau 7 la mise à jour demandée en mettant uniquement à jour les données relatives au
22 scénario IMA et en tenant compte du fait que l'installation des compteurs de nouvelle
23 génération a débuté en 2013 et que le déploiement se terminera à la fin de l'année 2016.

**Tableau 7 :
Analyse financière et impact du projet LAD sur les revenus requis**

en k\$											
Scénario IMA		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2021	2025	2031
	Charges	60 449	66 811	66 699	52 755	35 747	18 298	9 303	8 012	8 509	9 696
	Amortissement	1 000	5 800	24 156	47 605	60 440	63 567	63 336	55 837	54 789	18 079
	Taxe sur les services publics	0	0	0	0	27	26	25	23	20	16
	Frais financiers	1 150	4 599	19 086	33 301	41 013	40 055	36 320	30 612	16 294	13 618
A	Revenus requis (excluant charges de radiation)	62 599	77 210	109 941	133 661	137 227	121 946	108 983	94 484	79 613	41 410
B	Revenus requis - Scénario de référence	65 974	76 797	87 145	95 856	104 455	111 485	115 880	127 292	143 307	149 238
C=A-B	Revenus requis (différentiel des scénarios)	-3 375	413	22 796	37 805	32 772	10 461	-6 897	-32 808	-63 694	-107 828
D	Amortissement et radiation des appareils en service	24 000	52 600	58 400	46 300	12 500					
E=C+D	Revenus requis (différentiel)	20 625	53 013	81 196	84 105	45 272	10 461	-6 897	-32 808	-63 694	-107 828

² En suivi de la décision D-2013-037 (paragraphe 180).

6. AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS

- 1 Conformément au paragraphe 187 de la décision D-2014-101, le Distributeur présente, au
2 tableau 8, les données réelles au 31 décembre 2014 des charges d'amortissement et de
3 radiation des appareils, de même que le nombre d'appareils retirés.

Tableau 8 :
Amortissement, radiation et nombre d'appareils retirés du projet LAD

	2012	2013	2014
Amortissement des appareils en service (en M\$)	21,2	21,4	20,3
Amortissement accéléré (en M\$)	2,6	11,1	5,8
Charges de radiation des appareils en service (en M\$)	0,2	20,1	32,3
Total	24,0	52,6	58,4
Compte d'écarts - Projets majeurs			(21,0)
Nombre d'appareils retirés (en k)	2	1 021	1 497

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

1 À la suite des décisions D-2012-127 et D-2014-101, le Distributeur poursuit l'implantation des
 2 compteurs de nouvelle génération sur l'ensemble du territoire desservi tout en assurant
 3 l'intégration dans ses activités les fonctionnalités incluses dans le périmètre du projet, soit la
 4 facturation sur la base d'une lecture réelle et une meilleure efficacité des activités
 5 d'interruption et remise en service. De plus, soucieux de faire profiter la clientèle des
 6 avantages que procure une IMA, le Distributeur poursuit ses analyses d'opportunités afin de
 7 cibler de nouvelles fonctionnalités qui pourraient être mises en œuvre.

8 Le tableau 9 récapitule le statut d'avancement des principales fonctionnalités présentées
 9 dans le cadre du dossier R-3770-2011.

**Tableau 9 :
Statut d'avancement des fonctionnalités**

	Fonctionnalités	Date prévue ⁽¹⁾	Statut	Date de mise en œuvre
Dans le périmètre du projet	Efficiences du processus relève et facturation sur relevé réel	2012	Réalisé	2012
	Emménagements/déménagements facilités	2012	Réalisé	2013
	Efficiences du processus recouvrement	2012	Réalisé	2014
Hors du périmètre du projet	Gestion des pannes et des interruptions	2012	Réalisé	2013
	Prévision de la demande	2012	Réalisé	2014
	Aide à la gestion de la consommation	2013	En cours	2015
	Détection de la subtilisation	2013	En cours	2016
	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 (1) : Dates de mise en œuvre prévues lors de l'analyse du projet dans le cadre du dossier R-3770-2011.

7.1. Fonctionnalités incluses dans le périmètre du projet LAD

10 L'ensemble des fonctionnalités incluses dans le périmètre du projet LAD sont intégrées dans
 11 les processus du Distributeur.

7.1.1. Efficience du processus relève et facturation sur la base d'une lecture réelle

1 La lecture à distance permet d'obtenir un meilleur taux de lecture réelle pour la facturation
2 régulière des clients. Ainsi, le taux de facturation sur la base d'une lecture réelle pour les
3 clients pour lesquels un compteur de nouvelle génération est installé atteint 99,7 %.

4 À l'occasion d'un emménagement à un nouveau lieu de consommation ou d'un
5 déménagement, le Distributeur établit la facture initiale ou finale selon le cas, sur la base
6 d'une lecture réelle plutôt que d'effectuer une estimation au prorata du nombre de jours. De
7 cette manière, chaque client est facturé en fonction de sa propre consommation électrique.

8 Considérant le devancement de la fin du déploiement en 2016 et son impact sur le nombre
9 de compteurs de nouvelle génération installés, le Distributeur a proposé, dans le cadre du
10 dossier tarifaire 2015-2016, de réduire les frais applicables aux demandes d'interruption
11 formulées par les propriétaires d'immeubles locatifs lorsque leurs locaux deviennent vacants.
12 Ainsi, dans la décision D-2015-018, la Régie a accepté que les frais pour une interruption à
13 la demande d'un propriétaire soient de 50 \$ lorsque son installation électrique est
14 monophasée et de 200 A et moins³.

7.1.2. Efficience du processus recouvrement

15 Les processus d'affaires ont été revus et la solution informatique automatisant entièrement la
16 fonctionnalité interruption / remise en service est implantée. Comme prévu, le Distributeur
17 utilise la fonctionnalité pour le recouvrement depuis le début d'avril 2014 en lien avec la fin
18 de la période hivernale d'interdiction d'interruption de service. L'interruption de même que la
19 remise en service à distance pour les locaux vacants, les demandes des clients et le
20 recouvrement sont pleinement intégrées aux activités du Distributeur et constituent le
21 processus normal lorsqu'un compteur de nouvelle génération est installé⁴. En 2014, le
22 Distributeur a effectué au total 45 327 interruptions de service à distance et 42 997 remises
23 en service à distance depuis le 1^{er} avril.

7.2. Fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD

24 Dans l'ensemble, les fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD visent à améliorer
25 l'efficience du Distributeur, mais aussi à rehausser le niveau et la qualité des informations
26 disponibles pour les clients, que ce soit lors de pannes ou pour leur permettre de mieux
27 gérer leur consommation.

7.2.1. Gestion des pannes et des interruptions

28 Lors des pannes, le Distributeur est en mesure d'intégrer, dans la planification de ses
29 activités de rétablissement, les informations transmises par les compteurs de nouvelle

³ Toutefois, les clients ayant opté pour un compteur sans émission de radiofréquences continuent d'assumer les frais de mise sous tension.

⁴ L'interruption et la remise en service à distance sont possibles lorsque l'installation électrique du client est monophasée 200 A et moins.

1 génération à savoir si le service des lieux visés est rétabli ou demeure hors tension. De cette
2 manière, les compteurs jouent un rôle important dans la détection à distance des pannes et
3 dans l'ordre de priorité des rétablissements, permettant ainsi l'amélioration de l'ensemble de
4 l'activité de gestion des pannes.

5 Dans son souci de rendre disponible à ses clients une information précise et adéquate, le
6 Distributeur a déployé une plateforme de visualisation de l'état des pannes sur le site Web
7 d'Hydro-Québec en 2014. Cet outil permet à la fois de visualiser les interruptions planifiées
8 et les pannes occasionnelles, de même que le délai prévu pour le rétablissement de service.

7.2.2. Prévion de la demande

9 Considérant le nombre important de compteurs de nouvelle génération installés, le
10 Distributeur intègre, depuis le mois de novembre 2014, les données des ventes issues des
11 profils de consommation dans le processus de la prévision de la demande. Ces données
12 permettront d'améliorer la précision des modèles de prévision.

7.2.3. Aide à la gestion de la consommation

13 Le Distributeur a créé un partenariat afin de développer une offre de service qui permettra
14 aux clients résidentiels d'avoir accès à un outil de gestion de la consommation à *Mon*
15 *Espace client* au Portail Web de l'entreprise. Avec cet outil, le client pourra visualiser sa
16 consommation en dollars et en kilowattheures et obtenir des explications sur sa facture.

17 Les tests des fonctionnalités et le raffinement de l'outil se poursuivent. Conséquemment, le
18 Distributeur prévoit tester l'outil auprès d'une partie de sa clientèle en 2015 et poursuivre
19 l'implantation pour l'ensemble de la clientèle en 2016.

7.2.4. Détection de la subtilisation et des non-conformités électriques

20 Le Distributeur, en collaboration avec l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ),
21 a développé une solution technique visant à faciliter la détection des cas de non-conformité
22 électrique. Des tests sont présentement effectués sur quelques lignes moyenne tension. Une
23 analyse est en cours afin de valider les algorithmes de détection et le potentiel d'un
24 déploiement. Selon les résultats obtenus, un déploiement graduel de la solution pourrait être
25 envisagé dès 2016.

7.2.5. Efficacité énergétique - Réduction des pertes

26 Le Distributeur poursuit ses analyses visant l'utilisation des données provenant de l'IMA pour
27 la gestion optimale de la tension du réseau de distribution et générer une réduction de la
28 consommation électrique. Les données de l'IMA pourront permettre de déterminer s'il existe
29 des marges de manœuvre disponibles pour abaisser la tension.