

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2014-101

R-3863-2013

13 juin 2014

PRÉSENTE :

Louise Pelletier
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

*Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à
Distance – Phases 2 et 3*

Intervenants :

Association canadienne des fournisseurs d'internet sans fil, Communautel inc. et ForSAK TechnoCom inc. (CANWISP/CI/FSTCI);

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

Union des consommateurs (UC).

1. INTRODUCTION

[1] Le 28 octobre 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) déposait à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande, présentée en application de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), afin d'obtenir l'autorisation requise pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité pour réaliser les phases 2 et 3 du projet Lecture à distance (le Projet LAD).

[2] Au cours des trois phases du Projet LAD, le Distributeur prévoit remplacer 3,8 millions de compteurs électromécaniques et électroniques, utilisés pour mesurer la consommation de ses clients, par des compteurs de nouvelle génération (CNG)². Ce remplacement implique également la mise en place d'une infrastructure de mesurage avancée (IMA) et de technologies de l'information (TI) complémentaires. Les trois phases du Projet LAD doivent s'échelonner sur la période 2010-2018³.

[3] Le 5 octobre 2012, la Régie rendait sa décision D-2012-127 relative au dossier R-3770-2011, par laquelle elle autorisait le Distributeur à réaliser la phase 1 du Projet LAD⁴.

[4] Quant aux phases 2 et 3 du Projet LAD, le Distributeur demande à la Régie de pouvoir procéder à l'acquisition, l'installation et l'intégration de CNG et d'équipements complémentaires de télécommunication afin de remplacer 2,1 millions de compteurs en service par des CNG⁵.

[5] Le 12 décembre 2013, la Régie rendait sa décision D-2013-196 dans laquelle elle rejetait la demande prioritaire du Distributeur, mais l'autorisait à créer un compte d'écarts hors base de tarification, afin d'y comptabiliser tous les coûts liés aux travaux de mise en place des équipements de télécommunication à être installés dans les régions suivantes de la phase 2 du Projet LAD : Châteauguay, Granby, Saint-Hyacinthe, Saint-Jean-sur-Richelieu, Sorel, Valleyfield et Vaudreuil.

¹ RLRQ., c. R-6.01.

² Sauf pour les clients grande puissance (tarif L).

³ Pièce B-0004, p. 15 et dossier R-3770-2011, pièce B-0006, p. 7.

⁴ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 118 à 122.

⁵ Pièce B-0003, p. 2.

[6] Le 15 janvier 2014, la Régie rendait sa décision D-2014-004 par laquelle elle accordait le statut d'intervenant à l'ACEFO, au regroupement CANWISP/CI/FSTCI, au GRAME, à OC, à SÉ/AQLPA et à l'UC.

[7] La décision portait également sur l'encadrement des interventions, dont les sujets exclus du cadre d'analyse de la demande, et sur le dépôt, par le Distributeur, de certains compléments de preuve, de même que sur le calendrier et les modalités de traitement de la demande, dont le regroupement des phases 2 et 3 du Projet LAD.

[8] Le 27 janvier 2014, le Distributeur déposait les compléments de preuve demandés dans la décision D-2014-004⁶.

[9] Du 28 au 30 janvier 2014, les intervenants soumettaient leurs demandes de renseignements au Distributeur.

[10] Le 7 février 2014, la Régie rendait sa décision D-2014-016 par laquelle elle accueillait partiellement l'objection du Distributeur, en le dispensant de répondre à diverses questions du GRAME et de SÉ/AQLPA⁷, tout en lui ordonnant de répondre à d'autres⁸.

[11] Le 11 février 2014, le Distributeur et le regroupement CANWISP/CI/FSTCI informaient la Régie qu'ils avaient entrepris des pourparlers relativement à l'exploitation de leurs équipements dans le cadre du Projet LAD⁹.

[12] Le 13 février 2014, le Distributeur répondait aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants. À cet égard, il demandait à la Régie, en vertu de l'article 30 de la Loi, de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements confidentiels contenus dans ses réponses à certaines questions de la Régie et des intervenants.

⁶ Pièces B-0012 et B-0013.

⁷ Pièce B-0014.

⁸ Décision D-2014-016, p. 8.

⁹ Pièces B-0015 et C-CANWISP-0009.

[13] Le 14 février 2014, la Régie tenait une séance de travail portant sur les suivis de la phase 1 du Projet LAD. Le Distributeur, l'ACEFO, le GRAME, OC, SÉ/AQLPA et l'UC y ont participé.

[14] Le 17 février 2014, le GRAME et SÉ/AQLPA contestaient certaines réponses obtenues du Distributeur à leurs demandes de renseignements, d'une part, et en séance de travail, d'autre part¹⁰.

[15] Le 21 février 2014, le Distributeur déposait les réponses aux engagements pris lors de la séance de travail du 14 février 2014¹¹. Il déposait également des compléments de réponses aux demandes de renseignements du GRAME et de SÉ/AQLPA¹², tout en répliquant aux contestations de ces deux intervenants¹³.

[16] Le 27 février 2014, la Régie rendait sa décision D-2014-030 par laquelle elle disposait de la confidentialité de certains documents et des contestations du GRAME et de SÉ/AQLPA à l'égard de certaines réponses données par le Distributeur à leurs demandes de renseignements¹⁴.

[17] Les 13 et 14 mars 2014, les intervenants déposaient leurs mémoires et rapports.

[18] Le 17 mars 2014, le Distributeur et le regroupement CANWISP/CI/FSTCI informaient la Régie qu'ils avaient conclu une entente consistant en un protocole de collaboration visant l'identification de problèmes de brouillage potentiels, mais non encore avérés, à la suite du déploiement du Projet LAD en milieu rural. CANWISP/CI/FSTCI informait alors la Régie qu'il mettait fin à son intervention au présent dossier¹⁵.

[19] Le 20 mars 2014, le Distributeur s'objectait à certains extraits des mémoires des intervenants, de même qu'à certaines pièces déposées par ceux-ci¹⁶.

¹⁰ Pièces C-GRAME-0021 et C-SÉ-AQLPA-0025.

¹¹ Pièce B-0035.

¹² Pièces B-0038 et B-0039.

¹³ Pièce B-0031.

¹⁴ Pages 12 à 16.

¹⁵ Pièce C-CANWISP-0010, p. 1.

¹⁶ Pièce B-0041.

[20] Du 21 au 27 mars 2014, l'UC, le GRAME, l'ACEFO et SÉ/AQLPA répliquaient aux objections du Distributeur¹⁷.

[21] Le 26 mars 2014, SÉ/AQLPA transmettait à la Régie certaines demandes d'ordonnance à l'égard du Distributeur¹⁸.

[22] Le 1^{er} avril 2014, la Régie rendait sa décision D-2014-057 par laquelle elle accueillait partiellement les demandes du Distributeur de rejeter certaines portions de la preuve des intervenants.

[23] Le 4 avril 2014, le Distributeur déposait, sous pli confidentiel, l'entente conclue avec le regroupement CANWISP/CI/FSTCI¹⁹. Le Distributeur déposait également une version caviardée de cette entente²⁰. Il demandait à la Régie, en vertu de l'article 30 de la Loi, de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements confidentiels contenus dans cette entente.

[24] Le 8 avril 2014, le Distributeur déposait, tel que demandé par la Régie, le suivi trimestriel au 31 mars 2014 de la phase 1 du Projet LAD.

[25] L'audience publique s'est tenue du 9 au 14 avril 2014 et la Régie a entamé son délibéré à l'issue de cette audience.

[26] Le 5 mai 2014, la Régie rendait sa décision D-2014-072 dans laquelle elle rejetait les demandes prioritaires du Distributeur relatives au déploiement des phases 2 et 3 du Projet LAD, mais l'autorisait à comptabiliser dans le compte d'écarts hors base de tarification, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification, créé à la suite de la décision D-2013-196, tous les coûts liés à l'installation de 200 000 CNG résidentiels sur le territoire visé de la phase 2 du Projet LAD.

[27] Dans cette même décision, la Régie refusait la demande du Distributeur de transférer 80 000 CNG résidentiels, prévus dans la phase 2, vers la phase 1, en remplacement de 80 000 CNG commerciaux.

¹⁷ Pièces C-UC-0016, C-GRAME-0031, C-ACEFO-0010 et C-SÉ-AQLPA-0040.

¹⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0038.

¹⁹ Pièce B-0046.

²⁰ Pièce B-0047.

[28] La présente décision porte sur la demande d'autorisation du Distributeur à réaliser les phases 2 et 3 du Projet LAD. Suivant la décision D-2014-004, les deux phases ont été regroupées²¹.

2. CADRE D'ANALYSE D'UNE DEMANDE SOUS L'ARTICLE 73 DE LA LOI

[29] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité.

[30] Conformément à l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*²² (le Règlement), une demande du Distributeur visant un projet d'investissement de 10 M\$ ou plus doit notamment inclure les renseignements suivants :

- les objectifs visés par le projet;
- la description du projet;
- la justification du projet en fonction des objectifs visés;
- les coûts associés au projet;
- les études de faisabilité économique et les analyses de sensibilité;
- l'impact sur les tarifs de distribution d'électricité;
- l'impact sur la qualité du service de distribution d'électricité;
- les solutions alternatives au projet.

²¹ Page 11.

²² (2001) 133 G.O. II, 6165.

[31] Considérant que la présente demande s'inscrit en continuité de la phase 1 du Projet LAD approuvée par la décision D-2012-127, à l'occasion de laquelle plusieurs enjeux relatifs au projet dans son ensemble ont été traités de manière exhaustive, la Régie excluait, dans sa décision D-2014-004, les éléments suivants du cadre d'analyse des phases 2 et 3 réunies du Projet LAD :

- les objectifs visés par le projet;
- la description ou le périmètre du projet;
- la justification du projet en fonction des objectifs visés;
- les solutions alternatives au projet;
- les préoccupations socio-économiques et environnementales relatives aux radiofréquences (RF) émises par les CNG, dont leur impact sur la santé²³.

[32] La Régie reprend néanmoins dans la présente décision certains éléments ainsi exclus afin de mieux encadrer l'analyse de la demande d'autorisation du Distributeur pour réaliser les phases 2 et 3 du Projet LAD.

3. LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

[33] D'emblée, le Distributeur rappelle que le Projet LAD, dans son ensemble, vise la mise en place d'une IMA et le remplacement de 3,8 millions de compteurs électromécaniques et électroniques utilisés, à l'heure actuelle, pour mesurer la consommation de ses clients, à l'exception des clients grande puissance (tarifs L et LG), par des CNG. D'un coût total estimé à 997,4 M\$²⁴, le Projet LAD est prévu s'échelonner de 2010 à 2018.

[34] Approuvée par la décision D-2012-127 pour un coût total prévu de 440,5 M\$, la phase 1 du Projet LAD consiste au remplacement de 1,7 million de compteurs existants par des CNG sur l'île de Montréal, à Laval, dans les municipalités de la couronne nord et dans une partie des municipalités de la couronne sud²⁵.

²³ Décision D-2014-004, p. 11.

²⁴ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 20.

²⁵ Pièce B-0029, p. 3.

[35] Quant aux phases 2 et 3 du Projet LAD, le Distributeur indique qu'elles comprennent les principaux travaux suivants :

- l'acquisition des CNG et des collecteurs et routeurs complémentaires;
- le remplacement de 2,1 millions de compteurs existants par des CNG dans les zones géographiques autres que celles propres à la phase 1;
- l'installation et l'intégration d'équipements et services de télécommunication requis dans chaque zone de déploiement visée;
- l'appariement entre la collecte des données de consommation et la facturation des clients.

[36] Le Distributeur estime le coût total des phases 2 et 3 réunies du Projet LAD à 557,6 M\$ et prévoit que leur réalisation s'échelonne du premier trimestre 2014 au second trimestre de 2018²⁶.

3.1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[37] Le Distributeur rappelle les trois grands objectifs du Projet LAD :

- assurer la pérennité de son parc de compteurs;
- réaliser des gains d'efficacité provenant de l'automatisation de la lecture des compteurs, ainsi que de l'interruption et de la remise en service à distance;
- mettre en place une technologie évolutive permettant, à terme, d'offrir de nouveaux services aux clients et d'implanter des mesures de gestion du réseau²⁷.

[38] En ce qui a trait plus spécifiquement aux phases 2 et 3 du Projet LAD, le Distributeur indique qu'elles visent notamment à desservir l'ensemble de ses clients à l'aide de nouveaux compteurs, à générer tous les gains d'efficacité projetés et à permettre l'évolution technologique attendue au dossier R-3770-2011.

²⁶ Pièce B-0004, p. 7.

²⁷ Pièce B-0004, p. 9.

[39] Comme le souligne le Distributeur :

« [l]a présente demande [relative aux phases 2 et 3 du Projet LAD] s'inscrit donc comme la suite de la phase 1 au chapitre du plan de remplacement des compteurs pour les autres régions du Québec desservies par le Distributeur qui demande [à la Régie] l'autorisation d'aller de l'avant avec les investissements déjà réalisés et les travaux déjà effectués lors de la phase 1 du Projet LAD.

Dans ce contexte, outre la mise en place de l'IMA dans la phase 1, peu d'éléments distinguent une phase des autres phases quant au plan de remplacement des compteurs, sinon les volumes de [CNG] à installer et la densité de la clientèle des territoires visés »²⁸.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

[40] Tel que mentionné précédemment, les travaux des phases 2 et 3 du Projet LAD comprennent principalement la mise sur pied d'une infrastructure de télécommunication et le déploiement de 2,1 millions de CNG à l'extérieur des zones visées par la phase 1. Prévus s'échelonner du premier trimestre de 2014 au second trimestre de 2018, les travaux des phases 2 et 3 réunies sont estimés à 557,6 M\$ par le Distributeur²⁹.

3.2.1 INFRASTRUCTURE DE TÉLÉCOMMUNICATION

[41] L'infrastructure de télécommunication est principalement composée de routeurs et de collecteurs fournis par la compagnie Landis+Gyr. Quant aux liens de télécommunication, basés en forte majorité sur la couverture cellulaire existante et, dans certains cas, sur une technologie satellite, ils sont assurés par Rogers Communications Inc.³⁰.

²⁸ Pièce B-0068, p. 3.

²⁹ Pièce B-0004, p. 22.

³⁰ Pièce B-0062, p. 19.

[42] Comme le souligne le Distributeur, « *l'infrastructure de télécommunication permet au réseau maillé de se constituer, de manière à ce que les compteurs soient lus par le frontal d'acquisition dès leur installation [...] [et] représente un élément essentiel de l'IMA* »³¹. Les détails techniques sont fournis à la section 3 de la pièce B-0006 du dossier R-3770-2011.

[43] À la suite de la décision D-2013-196, le Distributeur indique avoir procédé, dès la fin de 2013, à la mise en place d'une infrastructure de télécommunication dans certaines régions jugées prioritaires de la phase 2 du Projet LAD, afin d'y effectuer le plus rapidement possible la relève à distance des CNG à y être installés.

[44] Afin de mettre en fonction une partie des CNG des phases 2 et 3 dès le début du mois de juillet 2014 selon sa planification, le Distributeur précise que des équipements complémentaires de télécommunication doivent être installés de six à neuf mois avant le déploiement des CNG. L'installation préalable de ces routeurs et collecteurs permet ainsi de mettre à jour les systèmes d'exploitation et de sécurité des CNG dès leur activation.

[45] Les régions de la phase 2 visées par ce déploiement en amont d'équipement de télécommunication du déploiement des CNG sont les suivantes : Châteauguay, Granby, Saint-Hyacinthe, Saint-Jean-sur-Richelieu, Sorel, Valleyfield et Vaudreuil. Le Distributeur mentionne que ces régions sont priorisées, puisqu'elles sont densément peuplées et qu'elles offrent, en conséquence, un fort potentiel de gains d'efficience.

[46] Par la suite, la mise en place de l'infrastructure de télécommunication dans les autres zones des phases 2 et 3 du Projet LAD se fera en fonction, notamment, de la densité de population et de la disponibilité des équipes d'installation.

³¹ Pièce B-0004, p. 14.

3.2.2 DÉPLOIEMENT DES CNG

[47] Tout comme pour la phase 1 du Projet LAD, les CNG à être installés dans le cadre des phases 2 et 3 utilisent une technologie sans fil et sont fournis principalement par la compagnie Landis+Gyr, mais également par l'entreprise Elster³². Quant aux compteurs non communicants (CNC) à être installés pour les clients se prévalant de l'option de retrait, ils sont fournis par la firme Itron³³. Les détails techniques quant au fonctionnement des compteurs se trouvent notamment à la section 3 de la pièce B-0006 du dossier R-3770-2011.

[48] Le Distributeur prévoit que l'installation des CNG pour les phases 2 et 3 du Projet LAD s'échelonne de juillet 2014 à juin 2018. Le tableau suivant présente l'échéancier détaillant le nombre de CNG à être installés par phase, année et trimestre.

TABLEAU 1
RYTHME D'INSTALLATION DES CNG

Nombre par phase		Nombre par année		Nombre par trimestre	
2	1,6 M	2014	542	T3	271
				T4	271
		2015	1 002	T1	259
				T2	287
				T3	304
				T4	152
Chevauchement des installations				T1	109
				T2	62
3	0,5 M	2016	275	T3	52
				T4	52
		2017	204	T1	52
				T2	51
				T3	52
				T4	49
		2018	83	T1	48
				T2	35

Source : pièce B-0004, p. 17.

³² Dossier R-3770-2011, pièce B-0006, p. 27.

³³ Pièce B-0062, p. 16.

[49] En ce qui a trait à l'installation et à la stratégie de déploiement des CNG pour les phases 2 et 3 du Projet LAD, le Distributeur indique qu'elles sont identiques à celles élaborées dans le cadre de la phase 1. Néanmoins, il précise qu'un certain chevauchement des installations des CNG aura lieu dans les zones des phases 2 et 3 lorsque requis, pour des considérations d'efficacité, de flexibilité et de logistique³⁴.

[50] Afin de maintenir un rythme d'installation élevé, le Distributeur a planifié avoir recours à nouveau aux services de la firme Capgemini Québec, afin d'effectuer les installations les plus simples de la phase 2³⁵. Quant aux CNG de la phase 3 et aux compteurs de types commerciaux et industriels, ils seront installés par le Distributeur.

[51] Pour ce qui est de la stratégie de déploiement des CNG, le Distributeur souligne que celle-ci a pour objectif de maximiser la réalisation de gains d'efficacité en « *privilégi[ant] une séquence d'intervention qui permet de réaliser un maximum d'installations de compteurs dans une zone géographique sur une courte période, tout en minimisant le nombre de passages dans la zone* »³⁶.

3.2.3 ZONES DE DÉPLOIEMENT DES CNG

[52] Le Distributeur entend privilégier l'installation de CNG dans les zones de la phase 2 du Projet LAD, puisqu'elles sont plus densément peuplées que celles de la phase 3 et que les gains d'efficacité attendus y sont plus grands. Le tableau suivant présente les bureaux d'affaires du Distributeur faisant l'objet du plan de déploiement des CNG des phases 2 et 3.

³⁴ Pièce B-0004, p. 16.

³⁵ Pièce B-0004, p. 15, pièce B-0062, p. 19 et dossier R-3770-2011, pièce B-0006, p. 30.

³⁶ Pièce B-0004, p. 15.

TABLEAU 2
ZONES VISÉES

Phase 2		Phase 3	
Châteauguay	Lévis	Baie-Comeau	Baie-James
Vaudreuil	Thetford-Mines	Sept-Îles	Rimouski
Drummondville	Beauce	Sherbrooke	Gaspé
Sorel	Hull	Boréal	Bonaventure
Valleyfield	Mont-Laurier	Shawville	Îles-de-la-Madeleine
Saint-Jean-sur-Richelieu	Trois-Rivières	Papineauville	Alma
Granby	Shawinigan	Maniwaki	Chibougamau
Saint-Hyacinthe	Victoriaville	La Tuque	
Beauport	Chicoutimi	Rouyn	
Québec		Val d'Or	

Source : pièce B-0004, p. 16.

[53] Procédant à un remplacement massif par secteur géographique, le Distributeur indique que le déploiement des CNG se fera de façon séquentielle par phase, soit que les premières installations de CNG propres à la phase 3 débiteront alors que les dernières installations des CNG de la phase 2 se termineront, afin de maintenir une cadence élevée d'installation.

[54] Néanmoins, par souci d'efficacité et de flexibilité opérationnelle, le Distributeur souligne :

« qu'il doit disposer d'une certaine flexibilité afin d'adapter sa stratégie de déploiement et déplacer ses activités prévues d'une région vers une autre lorsque des gains d'efficacité sont possibles.

Le Distributeur a constaté qu'il pouvait réaliser des économies d'échelle en poursuivant prioritairement les déploiements massifs avec des équipes de la taille appropriée pour ce genre de déploiement »³⁷.

³⁷ Pièce B-0068, p. 24 et 25.

[55] C'est ainsi que certains déploiements pourraient avoir lieu simultanément dans les zones des phases 2 et 3 du Projet LAD.

[56] D'ailleurs, cette flexibilité opérationnelle dans le déploiement des CNG a, en partie, fait l'objet de la décision D-2014-072, alors que le Distributeur demandait à la Régie d'autoriser, de manière prioritaire, l'installation de 120 000 CNG dans des territoires de la phase 2 limitrophes à certaines zones de la phase 1 du Projet LAD, où des équipements de télécommunication avaient déjà été installés à la suite de la décision D-2013-196³⁸.

3.2.4 ÉVOLUTION TECHNOLOGIQUE

[57] Un des objectifs du Projet LAD est de mettre en place une plateforme technologique évolutive ayant la capacité d'offrir, à terme, de nouvelles fonctionnalités et services aux clients du Distributeur.

[58] D'ailleurs, dans le cadre de sa décision D-2012-127, la Régie reconnaissait « *que la technologie introduite par le Projet offre la possibilité d'ajouter de nouvelles fonctionnalités en temps opportun* »³⁹ et que le Projet LAD est « *un projet structurant susceptible d'être bonifié à terme par l'ajout de nouvelles fonctionnalités, au bénéfice des clients du Distributeur* »⁴⁰.

[59] Le tableau suivant présente le statut d'avancement des fonctionnalités rattachées au Projet LAD qui ont été originalement présentées dans le cadre du dossier R-3770-2011.

³⁸ Décision D-2014-072, p. 8 et 11.

³⁹ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 61.

⁴⁰ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 62.

TABLEAU 3
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
	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	

Source : pièce B-0013, p. 17.

[60] Dans le cadre des phases 2 et 3 du Projet LAD, le Distributeur rappelle que les fonctionnalités additionnelles et hors du périmètre du projet doivent répondre à un réel besoin générant des bénéfices concrets, que ce soit dans ses propres opérations ou du côté de ses clients. Au besoin, une demande d'autorisation spécifique sera déposée à cet égard auprès de la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

[61] Par ailleurs, aucune autre fonctionnalité n'est prévue par le Distributeur à ce jour.

3.3 JUSTIFICATION DU PROJET EN FONCTION DES OBJECTIFS

[62] Selon le Distributeur, les phases 2 et 3 du Projet LAD se justifient par la réalisation de gains d'efficacité dans ses opérations courantes que permet le déploiement massif de CNG, d'équipements complémentaires de télécommunication et d'une IMA sur tout le territoire qu'il dessert.

[63] Pour le Distributeur, les résultats rencontrés dans le cadre de la phase 1 démontrent le bien-fondé de poursuivre les travaux entamés lors de la phase 1 du Projet LAD :

« Les excellents résultats rencontrés dans le cadre de la phase 1 démontrent l'à-propos de poursuivre le projet LAD. Ces résultats se sont réalisés à tous les égards : la performance du Distributeur et de ses sous-traitants dans l'exécution du projet, la justesse de l'enveloppe financière prévue, l'acceptabilité sociale du projet, les choix technologiques du Distributeur et les gains attendus :

- (a) En date du 31 mars 2014, le Distributeur et son prestataire de services ont installé 1,344 million des 1,69 million de compteurs visés par la phase 1. Dans ce contexte, le Distributeur a réalisé plusieurs économies qui ont permis un écart favorable prévu au 28 février 2014 de 13,1 M\$ par rapport aux coûts prévus pour cette phase;*
- (b) Les installateurs constatent une bonne acceptation sociale du projet LAD sur le terrain et leur expérience est confirmée par l'expérience des équipes du Distributeur dédiées au traitement des préoccupations exprimées par la clientèle; et*
- (c) L'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et stable, au-delà même des attentes des spécialistes du Distributeur impliqués dans le projet »⁴¹.*

4. COÛTS ET BÉNÉFICES ASSOCIÉS AU PROJET

4.1 PHASE 1 DU PROJET LAD

[64] Le coût total du Projet LAD pour les trois phases est de 997,4 M\$⁴². De ce montant, 440,5 M\$ sont alloués à la phase 1, ce qui représente 44 % du coût total du Projet LAD. Toutefois, le Distributeur prévoit, dans le rapport trimestriel du 31 mars

⁴¹ Pièce B-0068, p. ii.

⁴² Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 20.

2014⁴³, un coût total pour la phase 1 de 427,4 M\$, soit une réduction de 3 % du coût initialement prévu.

TABLEAU 4
COÛT TOTAL DE LA PHASE 1 DU PROJET LAD (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	141,2	394,6	396,3	(1,7)
Infrastructure technologique d'information	20,3	13,7	10,3	26,0	70,3	72,1	(1,8)
Bureau de projet	7,1	3,8	-	-	10,9	10,2	0,7
Sous-total	11,4	23,7	163,1	115,2	313,4	314,0	(0,6)
Compteurs achat et installation	4,4	3,2	135,2	97,9	240,8	250,8	(10,0)
Équipements de télécommunications	3,0	11,3	17,4	10,4	42,1	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	0,4	4,6	6,3	(1,7)
Charges d'exploitation	3,9	5,1	13,5	10,2	32,8	44,2	(11,4)
Relocalisation des ressources	-	-	-	-	-	7,1	(7,1)
Technologies d'information	-	4,5	7,4	4,4	16,3	19,4	(3,0)
Télécommunications	1,8	0,2	2,3	1,7	6,0	2,9	3,0
Charges diverses	2,1	0,4	3,9	4,1	10,5	14,8	(4,4)
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.

Source : pièce B-0056, p. 9.

[65] Dans le cadre de la phase 1 du Projet LAD, le Distributeur et son prestataire de services doivent installer 1,69 million de CNG. Dans le rapport de suivi produit en date du 31 mars 2014, 1,344 million de compteurs étaient installés, soit 80 % des compteurs devant être installés en phase 1. À cet égard, le Distributeur ajoute qu'en date du 28 février 2014, une économie de coûts de 13,1 M\$ était attendue pour cette même phase.

⁴³ Pièce B-0056, p. 9.

[66] Le Distributeur explique cette économie globale par les écarts favorables et défavorables décrits ci-dessous :

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

- *10,0 M\$ attribuables au coût unitaire plus faible que prévu [...] pour l'achat des compteurs et leur installation, particulièrement lorsque l'installation est effectuée par des installateurs du Distributeur [note de bas de page omise]. [...]*
- *5,9 M\$ dégagés par des coûts moindres que prévus pour déployer l'infrastructure technologique d'information (1,8 M\$) et les équipements de télécommunication (4,1 M\$) nécessaires à la réalisation de la phase 1.*

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

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

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

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

Par ailleurs, au chapitre des charges d'exploitation, les coûts moindres que prévus pour l'exploitation de l'infrastructure technologique d'information (3,0 M\$) pallient une hausse des coûts dans les activités de télécommunication (3,0 M\$), due notamment à la prolongation de la période des travaux de la phase 1 »⁴⁴.

[67] Le Distributeur indique aussi qu'il reste environ 350 000 compteurs à installer pour compléter le déploiement dans les zones propres à la phase 1. Il signale de plus qu'aucun des 80 000 compteurs commerciaux prévus dans la phase 1 n'a encore été installé.

[68] L'expert retenu par le GRAME, M. Edmund P. Finamore, recommande que l'autorisation au Distributeur de procéder aux phases 2 et 3 du Projet LAD ne soit pas accordée par la Régie tant que, d'une part, le Distributeur n'aura pas rempli tous les objectifs et complété toutes les installations prévues de la phase 1 et, d'autre part, tant que le Distributeur n'aura pas fourni à la Régie un compte rendu détaillé portant sur la performance et les coûts de la phase 1.

[69] M. Finamore précise que ce compte rendu détaillé doit non seulement inclure le détail des coûts réels, des économies et des gains d'efficacité propres à la phase 1, mais doit aussi élaborer sur tout problème de performance des CNG, de l'IMA et des TI ayant été identifié.

[70] Par ailleurs, M. Finamore « *estimate[s] that a six month extension until the end of 2014 should be sufficient to complete all Phase I network and meter installations and provide additional time to validate the overall network performance and cost* »⁴⁵.

[71] Le GRAME appuie l'ensemble des recommandations de M. Finamore. L'intervenant ajoute que la Régie devrait exiger que le compte rendu de la phase 1 inclue un bilan détaillé des coûts liés à l'installation des compteurs commerciaux qui n'ont pas encore été déployés dans la phase 1⁴⁶.

⁴⁴ Pièce B-0056, p. 10 et 11.

⁴⁵ Pièce C-GRAME-0023, p. 35.

⁴⁶ Pièce C-GRAME-0024, p. 24.

[72] La Régie constate, de son analyse des résultats du rapport de suivi au 31 mars 2014, que le déploiement de la phase 1 non seulement respecte le budget présenté par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3770-2011, mais dégage une économie de coûts de 13,1 M\$. Tant le coût des investissements que les charges d'exploitation respectent leurs budgets initiaux respectifs, en étant même inférieurs aux montants initialement prévus. Or, tel que précisé par le Distributeur dans le dossier R-3770-2011, la Régie retient que 82 % des coûts du Projet LAD sont fixés par contrat.

[73] La Régie souligne que lors du dépôt du dossier R-3770-2011, les coûts du Projet LAD incluaient des prix non négociés pour les CNG de la firme Elster ainsi qu'un taux de prestation estimé pour ce fournisseur. D'ailleurs, ce taux de prestation représente au minimum 20 % du parc des compteurs à être installés.

[74] Néanmoins, depuis le dépôt du présent dossier, la Régie note que les prix des CNG ont été négociés entre Elster et le Distributeur. Le coût unitaire de ces compteurs étant plus faible que prévu⁴⁷, la Régie s'attend donc à constater un coût d'achat et d'installation global plus bas lors des prochains rapports trimestriels déposés par le Distributeur.

[75] La Régie est d'avis que la preuve est clairement à l'effet que les résultats financiers, d'acceptabilité sociale et de fiabilité rencontrés dans le cadre de la phase 1, selon les rapports de suivi, confirment le bien-fondé de poursuivre le Projet LAD.

4.2 PHASES 2 ET 3 DU PROJET LAD

[76] Le Distributeur explique que les phases 2 et 3 représentent la suite logique de la phase 1 du Projet LAD. Afin de bénéficier des infrastructures installées et des investissements réalisés en phase 1, le Distributeur demande l'autorisation de la Régie de poursuivre avec les deux autres phases.

⁴⁷ Pièce B-0056, p. 10.

[77] Le Distributeur a établi le coût global des phases 2 et 3 à 557,6 M\$. De ce coût global, la part des investissements s'élève à 439,5 M\$, auquel s'ajoutent les charges d'exploitation au montant de 118,1 M\$. Les investissements incluent une contingence de 13,3 M\$ et les charges d'exploitation une contingence de 5,9 M\$. La rubrique achat et installation des CNG s'élève à 342,3 M\$.

TABLEAU 5
COÛTS DES PHASES 2 ET 3 DU PROJET LAD (M\$)

	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Investissements	110,5	159,3	74,4	65,4	29,9	439,5
Compteurs achat et installation	96,9	132,5	51,6	39,2	22,1	342,3
Équipements de télécommunication	6,4	20,8	18,9	20,1	7,2	73,4
Bureau de projet	5,7	5,4	3,7	6,0	0,6	21,4
Frais d'emprunt à capitaliser	1,4	0,6	0,2	0,2		2,4
Charges d'exploitation	12,3	33,8	37,6	23,8	10,6	118,1
Relocalisation des ressources	0,4	8,6	11,2	3,4	0,2	23,9
Technologies d'information	5,4	11,4	12,3	10,7	5,7	45,6
Télécommunication	1,7	4,6	5,4	4,3	2,1	18,2
Charges diverses	4,8	9,2	8,6	5,3	2,6	30,5
Total	122,8	193,1	112,0	89,2	40,6	557,6

Source : pièce B-0004, p. 22.

[78] Le Distributeur est confiant quant à ses hypothèses de coûts d'installation :

« D'une part, l'efficacité des installations effectuées par les employés du Distributeur a contribué à la réalisation des gains lors de la phase 1. D'autre part, les hypothèses de coûts d'installation pour les phases 2 et 3 tiennent compte du fait que ces employés effectuent toutes les installations complexes qui requièrent un temps plus élevé par installation. Ces hypothèses tiennent compte également des distances à parcourir et du fait que le nombre de compteurs installés par jour diminuera au fur et à mesure que le déploiement se réalisera dans des régions plus éloignées et moins denses »⁴⁸.

⁴⁸ Pièce B-0068, p. 17.

[79] Le Distributeur ajoute que :

« [L]es coûts anticipés de la phase 1 à ce jour et le rythme d'installation des compteurs observé font en sorte que le Distributeur est certain que les hypothèses en matière d'installation d'équipements de communication et de remplacement de compteurs, qui avaient été établies sur la base de son expérience, se concrétiseront également dans les phases 2 et 3 »⁴⁹.

[80] En conséquence, le Distributeur précise que :

« [L]es coûts prévus pour les phases 2 et 3 sont donc en lien avec ceux déposés dans le cadre du dossier R-3770-2011 et nécessaires pour la réalisation du projet LAD ainsi que les objectifs du projet, approuvés par la Régie dans la décision D-2012-127, soit la pérennité du parc de compteurs, la poursuite des gains d'efficacité et le choix d'une technologie évolutive »⁵⁰.

[81] Certains intervenants sont préoccupés par les cas d'installation de compteurs dits plus « compliqués », soit les compteurs à l'intérieur des immeubles et les compteurs commerciaux ou triphasés, qui pourraient générer une hausse des coûts non anticipée initialement par le Distributeur.

[82] Le Distributeur réplique à cet égard que :

« [L]es hypothèses de coûts d'installation tiennent compte de divers éléments, dont les types d'installation, la complexité, le nombre de déplacements requis et les distances à parcourir, et le Distributeur a établi le temps moyen d'installation et la taille des équipes afin de rencontrer ses objectifs en conséquence.

[...]

⁴⁹ Pièce B-0068, p. ii.

⁵⁰ Pièce B-0068, p. ii.

Le Distributeur, se fondant sur son expérience, est le mieux placé pour prévoir le nombre de cas « compliqués » qui doivent être complétés et, à ce titre, est d'avis que les intervenants exagèrent le nombre de cas de cette nature et, de plus, omettent de tenir compte du fait que le Distributeur les a pris en compte dans l'établissement de ses prévisions budgétaires »⁵¹.

[83] Le Distributeur ajoute que les installations intérieures ou commerciales triphasées ne sont pas nécessairement des cas qui doivent être qualifiés de « compliqués ».

[84] Le GRAME remet en question les hypothèses du Distributeur quant au coût des installations de CNG. L'intervenant estime que des coûts supplémentaires pourraient subvenir si on considère un nombre plus élevé d'installations effectuées par les employés du Distributeur jumelé aux « *risques liés à la performance du compteur résidentiel Elster, soit des risques directement liés à la bonne performance du réseau et aux coûts des Phases 2 et 3* »⁵².

[85] D'une part, le GRAME souligne que la substitution réclamée par le Distributeur de 80 000 compteurs associés à des clients commerciaux de la phase 1 par un même nombre de CNG de clients résidentiels des autres phases constitue un transfert des coûts réels de déploiement encore inconnus des clients commerciaux de la phase 1 vers les phases 2 et 3.

[86] D'autre part, le GRAME mentionne que sur les 350 000 compteurs restant à installer en phase 1, il y a, selon les estimations du Distributeur, 169 000 compteurs intérieurs pour lesquels la présence du client est requise et que, par ailleurs, aucun des compteurs commerciaux initialement prévus en phase 1 ne sera installé avant l'automne 2014⁵³.

[87] Par ailleurs, l'expert de cet intervenant, M. Finamore, indique que la prudence est requise, afin que le manufacturier Elster dispose de suffisamment de temps pour terminer le processus de fabrication dans un environnement de production de masse et afin que ces compteurs soient entièrement testés avant d'être déployés⁵⁴.

⁵¹ Pièce B-0068, p. iii et 6.

⁵² Pièce C-GRAME-0036, p. 16.

⁵³ Pièce C-GRAME-0036, p. 5 et 7.

⁵⁴ Pièce C-GRAME-0023, p. 26 et 27.

[88] À cet égard, le GRAME recommande à la Régie de n'autoriser le déploiement des phases 2 et 3 qu'une fois les risques liés à la performance des compteurs résidentiels d'Elster éliminés⁵⁵.

[89] Pour sa part, OC considère qu'il n'y pas lieu de modifier les estimations faites par le Distributeur quant aux coûts prévus pour les phases 2 et 3.

[90] Toutefois, l'intervenante estime que la Régie doit s'assurer que les coûts unitaires d'achat et d'installation des compteurs pour les phases 2 et 3 soient moindres qu'anticipés, considérant que le Distributeur a pu dégager pour la phase 1 un écart favorable de 10,0 M\$ et que ce dernier est « *confiant que les facteurs qui ont permis de dégager l'écart favorable de 10,0 M\$ sous la rubrique Compteurs achat et installation se reproduisent de nouveau* »⁵⁶.

[91] Dans son analyse, la Régie note que le coût total des phases 2 et 3 budgété par le Distributeur au dossier R-3770-2011 était de 556,9 M\$⁵⁷ sur un coût total estimé pour les trois phases du projet de 997,4 M\$⁵⁸. Au présent dossier, elle constate que le coût total budgété pour les phases 2 et 3 est maintenant évalué à 557,6 M\$ par le Distributeur, en hausse de 0,7 M\$ ou 0,1 %.

[92] Lorsque la Régie compare la proportion des coûts (56,6 %) associés aux phases 2 et 3 au pourcentage de compteurs qui seront installés (55,5 %) à cette étape du projet, elle remarque que le coût total moyen par compteur est plus élevé pour les phases 2 et 3 que pour la phase 1 du Projet LAD.

⁵⁵ Cet enjeu est traité dans la section 7.1 de la présente décision.

⁵⁶ Pièce B-0023, p. 6.

⁵⁷ $556,9 = 997,4 - 440,5$.

⁵⁸ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 20.

TABLEAU 6

	COÛTS TOTAUX PRÉVUS	
	Phase 1 Suivi 31 mars 2014	Phases 2 et 3 R-3863-2013
Nombre de compteurs à être installés	1 690 000¹	2 106 000³
<u>PHASES 1, 2 et 3</u> Nombre de compteurs installés et prévus	3 796 000	
COÛTS TOTAUX PRÉVUS	427 400 000 \$²	557 600 000 \$⁴
<u>PHASES 1, 2 et 3</u> Coûts totaux prévus	985 000 000 \$	
Coûts totaux prévus (\$/compteur)	252,90 \$	264,77 \$
% des coûts par phase	43,4%	56,6%
% des compteurs par phase	44,5%	55,5%

Sources : (1) Pièce B-0056, p. 7.

(2) Pièce B-0056, p. 9.

(3) Pièce B-0004, p. 17.

(4) Pièce B-0004, p. 22.

[93] Néanmoins, malgré un coût unitaire plus élevé pour les phases 2 et 3, le coût total prévu du Projet LAD s'élève à 985,0 M\$, respectant à ce jour l'enveloppe budgétaire totale autorisée par la Régie dans sa décision D-2012-127, soit 997,4 M\$.

[94] **La Régie est satisfaite des explications reçues du Distributeur. Par ailleurs, elle juge important d'assurer un suivi serré des coûts et exige, dans ce contexte, le maintien de certains suivis trimestriels⁵⁹.**

⁵⁹ Cette ordonnance est traitée à la section 11 de la présente décision.

4.3 PROPOSITION DE L'UC SUR LES CAS DE MISES EN CONFORMITÉ DES INSTALLATIONS DES CLIENTS

[95] L'UC a soumis une proposition quant à la mise en conformité des installations des clients du Distributeur dans le cadre du déploiement massif de CNG relatifs au Projet LAD⁶⁰.

[96] L'UC propose que dans le cadre du Projet LAD, le Distributeur devrait exceptionnellement assumer tous les frais de mise en conformité des installations, qui seraient alors inclus à même les contingences déjà prévues du Projet LAD. À défaut par la Régie d'accepter cette demande, l'UC soutient que le Distributeur devrait minimalement couvrir les frais d'électricien pouvant être requis pour la mise en conformité. Alternativement, et dans tous les cas, l'UC soumet que le Distributeur devrait identifier les ménages à faible revenu et budget modeste aux prises avec cette problématique et leur offrir une assistance financière pour la remise en conformité.

[97] À cet égard, le Distributeur indique qu'il demande à chaque client d'assumer les coûts de mise en conformité de son installation, à moins que ce ne soit son propre personnel qui soit directement responsable d'un bris⁶¹. Il précise que ces mises en conformité sont nécessaires et doivent se faire dans de courts délais, afin de respecter l'échéancier de déploiement des CNG.

[98] Le Distributeur considère que la proposition de l'UC est tardive dans le processus d'analyse du présent dossier par la Régie et qu'elle nécessiterait une modification des *Conditions de service d'électricité*, ce qui est hors du cadre d'analyse de sa demande. De plus, sur les 1,3 million de CNG installés, le Distributeur estime à environ 6 000 les installations ayant requis une intervention du client et que, dans les deux tiers de ces cas, soit 4 000 installations, les clients ont réglé la situation sans aucune intervention du Distributeur autre que le signalement du problème.

⁶⁰ Les cas de mises en conformité impliquent souvent des situations jugées dangereuses, une impossibilité d'accès au compteur ou un dégagement insuffisant pour son remplacement.

⁶¹ Pièce C-UC-0025, p. 6 et 7.

[99] Le Distributeur fait part de sa préoccupation à l'égard des frais encourus dans ces cas par des ménages à faible revenu, mais rapporte que, concrètement, cette clientèle est très souvent celle qui procédera le plus rapidement aux modifications requises⁶².

[100] La Régie est satisfaite des réponses du Distributeur. Elle juge que la demande de l'UC est tardive. Elle aurait dû être présentée dans le cadre du dossier R-3770-2011 dans lequel la rentabilité globale du Projet LAD a été examinée.

[101] En conséquence, la Régie considère qu'il n'est pas opportun de mettre en place une procédure particulière relative aux mises en conformité dans le cadre du déploiement du Projet LAD.

5. ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[102] Au dossier R-3770-2011, le Distributeur faisait une comparaison entre le scénario retenu pour le Projet LAD, le scénario IMA, et un scénario de référence dans lequel il poursuivait ses activités habituelles, mais avec une cadence de remplacement annuel des compteurs plus élevée qu'à l'habitude pendant les cinq premières années du déploiement. Les deux scénarios étaient analysés sur une période de 20 ans.

[103] La comparaison des deux scénarios démontrait que celui impliquant le remplacement du parc de compteurs sur cinq ans et le passage à la lecture à distance était une option plus avantageuse que celle du scénario de référence visant à maintenir les façons de faire actuelles du Distributeur. Sur une période de 20 ans, la réduction de coûts était de 201,9 M\$ (actualisés 2011), incluant un investissement initial de 87,8 M\$ requis pour la mise en place des TI de l'IMA⁶³.

⁶² Pièce B-0068, p. 9 et 10.

⁶³ Dossier R-3770-2011, pièce B-0072, p. 17.

[104] À la suite de la décision D-2014-004 dans laquelle la Régie demandait au Distributeur de mettre à jour les données relatives au scénario IMA, afin de tenir compte du report du déploiement de la phase 1 de 2012 au début de 2013, le Distributeur précise que les bénéfices du scénario IMA par rapport à ceux du scénario de référence passent désormais de 201,9 M\$ à 231,4 M\$ (actualisés 2011) sur la période d'analyse de 20 ans.

TABLEAU 7
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031	Scénario IMA	Scénario de référence	Écart
Investissements	777,4	500,4	277,0
Charges d'exploitation	361,6	871,8	(510,2)
Taxe sur les services publics	0,7	-	0,7
Valeurs résiduelles	(80,1)	(81,2)	1,1
Total	1 059,6	1 291,0	(231,4)

Source : pièce B-0012, p. 8.

[105] Le Distributeur indique que les bénéfices attendus du Projet LAD proviennent de gains d'efficience dans les activités reliées à la relève, aux interruptions et remises en service, au service à la clientèle ainsi qu'à la mise en conformité des compteurs. Des gains annuels récurrents de 81,0 M\$ sont toujours attendus pour l'année 2019, tel que prévu au dossier R-3770-2011. Toutefois, étant donné le report du déploiement massif de 2012 à 2013, les gains récurrents commencent à se matérialiser en 2013 au lieu de 2012, tels qu'originellement anticipés⁶⁴.

[106] Le Distributeur précise que la majorité des gains proviennent de la réduction de la masse salariale. En effet, en 2018, les gains d'efficience seront composés à 77 % de réductions de la masse salariale et à 23 % d'autres gains.

⁶⁴ Pièce B-0030, p. 8.

[107] Cette réduction de la masse salariale doit se traduire par l'abolition de 726 postes d'ici 2018. À cet égard, le Distributeur explique que :

« [s]ur les 726 postes qui seront abolis, 180 (soit 120 annoncés et 60 anticipés) seront composés de départs à la retraite déjà prévus dans la fonction relève des compteurs. À cela s'ajoutent 270 postes temporaires qui ne seront pas renouvelés et 96 départs d'employés qui se produiront dus au roulement ordinaire dans cette fonction. Ce sont donc 450 postes (180 départs à la retraite et 270 postes temporaires) sur les 726 qui étaient, à toutes fins pratiques, déjà remplacés au 31 octobre 2011 ; les employés à relocaliser étaient seulement au nombre de 180 [note de bas de page omise] »⁶⁵.

[108] Le Distributeur demeure confiant que les gains d'efficacités récurrents estimés à 81 M\$, dès 2019, sont réalisables. Il conserve les mêmes hypothèses de réduction de postes dans le cadre des phases 2 et 3 du Projet LAD :

« L'impact du projet LAD sur les ressources humaines se traduit par l'abolition de 726 postes d'ici la fin du déploiement de l'ensemble du projet [note de bas de page omise]. Le Distributeur confirme qu'il demeure confiant de pouvoir réaliser ces gains par la poursuite des phases 2 et 3 du projet LAD, puisqu'ils proviennent du retrait d'activités et de processus précis, et que leur évaluation repose sur des faits [note de bas de page omise]. Le bureau de projet, mis en place pour l'ensemble du projet LAD, a la responsabilité de voir à la concrétisation et au suivi de ces gains d'efficacités [note de bas de page omise] »⁶⁶.

[109] Le GRAME appuie la recommandation de son expert, M. Finamore, à l'effet que le Distributeur doit fournir des calculs plus détaillés des gains d'efficacités à inclure dans les rapports de suivi de la phase 1 ainsi que dans tous les rapports subséquents. Pour l'intervenant, le Distributeur doit aussi surveiller les réductions anticipées de personnel, afin de s'assurer que tous les gains d'efficacités prévus soient réalisés. Il ajoute qu'il y a lieu de faire un effort afin de fournir des rapports rigoureux permettant de montrer clairement les progrès réalisés pour atteindre les économies annuelles récurrentes de 81,0 M\$ prévues dans le cadre du Projet LAD.

⁶⁵ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 18.

⁶⁶ Pièce B-0004, p. 32.

[110] Pour l'UC, la rentabilité du Projet dépend de la réalisation des gains d'efficience, notamment ceux provenant de la réduction de personnel. D'ailleurs, tel que l'intervenante le précise dans son analyse :

« le Distributeur rappelle que [...] [l']essentiel des bénéfices attendus du projet LAD, et inclus dans l'analyse économique, reposent sur les gains d'efficience dans les activités reliées à la relève, aux interruptions et remises en service et au service à la clientèle, ainsi que de la mise en conformité des compteurs. Ces gains résultent principalement d'une réduction de la masse salariale [note de bas de page omise] »⁶⁷.

[111] Par ailleurs, l'UC présente l'impact sur les revenus requis différentiels annuels et cumulatifs de la réalisation à 90 % des gains d'efficience escomptés. Les résultats de cette analyse de sensibilité démontrent que les revenus requis différentiels cumulatifs deviennent négatifs en 2026, soit deux ans plus tard que dans le cas où les gains escomptés se réalisent à 100 %. De plus, ces gains cumulatifs sont de l'ordre de 450 M\$ comparativement à 600 M\$ si les gains d'efficience se réalisent pleinement⁶⁸.

[112] Ainsi, pour l'intervenante, ces résultats démontrent l'importance de suivre de près la matérialisation des gains d'efficience attendus.

[113] La Régie juge que le résultat présenté par le Distributeur à la suite de la mise à jour de l'analyse financière démontre à nouveau que le Projet LAD demeure plus avantageux que le scénario de référence.

[114] La Régie est satisfaite de la preuve et des résultats relatifs à la phase 1 du Projet LAD. À ce jour, le Distributeur gère de manière assidue ses coûts, afin de respecter le budget autorisé par la Régie et d'éliminer la possibilité de dépassement de coûts, tout en générant des économies budgétaires.

⁶⁷ Pièce C-UC-0014, p. 5.

⁶⁸ Pièce C-UC-0014, p. 10 à 12.

[115] Néanmoins, la Régie partage l'opinion des intervenants pour ce qui est des gains d'efficacité. La rentabilité du Projet LAD est notamment conditionnelle à la matérialisation de gains d'efficacité récurrents, provenant en grande partie de l'abolition de 726 postes.

[116] Les postes abolis toucheront des employés éligibles à la retraite, des postes reliés au mouvement de personnel, des emplois temporaires non-renouvelés ainsi que des postes permanents d'employés qui seront relocalisés à l'intérieur de l'entreprise. Le tableau suivant présente l'état de la situation des 726 postes à abolir au 28 février 2014. À cette date, 222 postes ont été abolis.

TABLEAU 8
POSTES À ABOLIR

	Postes totaux à abolir (mi-2018)	Processus <i>Relever</i>	Processus <i>Recouvrement</i>	Processus <i>Clientèle</i>	Postes totaux abolis au 28/02/14	SOLDE	
		603 ⁽²⁾	102 ⁽²⁾	21 ⁽²⁾			
Départs à la retraite	180 ⁽¹⁾	-88 ⁽³⁾	-30 ⁽⁴⁾	0	-118	62	34%
Postes non-renouvelés	270 ⁽¹⁾	17 ⁽³⁾	9 ⁽⁴⁾	0	26	296	110%
Roulement de personnel	96 ⁽¹⁾	-55 ⁽³⁾	-8 ⁽⁴⁾	0	-63	33	34%
Relocalisation d'employés permanents	180 ⁽¹⁾	nd	nd	nd	-67 ⁽⁵⁾	113	63%
	726⁽¹⁾	-126⁽³⁾	-29⁽³⁾⁽⁴⁾	0	-222	504	69%
SOLDE	0	477	73	21			
	0	79%	72%	100%			

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

(2) Dossier R-3770-2011, pièce B-0006, p. 31.

(3) Pièce B-0062, p. 9.

(4) Pièce B-0067, p. 3.

(5) Pièce B-0066, p. 4.

[117] La Régie est d'avis qu'un suivi serré de l'évolution de ces postes est nécessaire, car la majeure partie des gains d'efficience associés au Projet LAD en est tributaire. En effet, le Distributeur estime que des gains récurrents annuels provenant de la réduction de la masse salariale s'élèveront à 62,0 M\$ à compter de 2018⁶⁹.

[118] **La Régie demande au Distributeur de produire un suivi annuel de l'évolution de ces postes tout au long du Projet LAD.** Elle rappelle que la rentabilité du Projet LAD est justifiée par les gains d'efficience qui en découlent.

6. IMPACT DU PROJET SUR LES TARIFS DE DISTRIBUTION

[119] Dans le cadre du dossier R-3770-2011, le Distributeur a présenté une analyse de l'impact du Projet LAD sur les revenus requis sur une période de 20 ans, à compter du début du déploiement de la phase 1. L'impact est mesuré par l'écart entre les revenus requis nécessaires sous le scénario de référence et ceux nécessaires sous le scénario IMA (Projet LAD), auquel s'ajoutent les charges d'amortissement accéléré et de radiation de 3,8 millions de compteurs en service qui sont remplacés par des CNG⁷⁰.

[120] L'analyse financière effectuée par le Distributeur démontrait que c'était au cours de la période de 2012-2017 que le Projet LAD exerçait une pression à la hausse sur les tarifs. L'impact maximal devait survenir en 2013, alors que les revenus requis du Distributeur augmentaient de 95,8 M\$. Toutefois, à partir de 2018, soit après la fin initialement prévue du déploiement, le Projet LAD contribuait à réduire le niveau des revenus requis nécessaires, réduisant ainsi la pression sur les tarifs à long terme.

⁶⁹ Pièce B-0030, p. 8.

⁷⁰ Pièce B-0004, p. 34.

[121] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur précise que l'impact tarifaire maximal du Projet LAD se produit encore au cours de la phase 1. Par conséquent, pour le Distributeur, « [l]es résultats de l'analyse financière présentée dans le dossier R-3770-2011 demeurent toujours valides »⁷¹. Toutefois, il est à noter que l'impact maximal se présente désormais en 2014 plutôt qu'en 2013, alors que les revenus requis du Distributeur augmentent de 86,9 M\$⁷².

[122] Le Projet LAD exercera une pression à la baisse sur les tarifs à compter de 2018, en raison des gains d'efficacité attendus provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation et de l'interruption et de la remise en service à distance.

[123] La Régie note que le total des charges liées à l'amortissement accéléré et à la radiation des appareils en service est plus élevé au présent dossier que ce qui a été approuvé initialement dans la décision D-2012-127. En effet, selon le Distributeur, à la fin du déploiement des CNG, les charges d'amortissement accéléré et de radiation sont de 191,1 M\$, alors qu'elles s'élevaient à 160,1 M\$ au dossier R-3770-2011⁷³.

[124] Bien que la Régie considère que l'amortissement accéléré et la radiation fassent partie des coûts découlant du Projet LAD à partir du moment où ce dernier est autorisé, tel que stipulé au paragraphe 379 de la décision D-2012-127, elle demeure préoccupée par cette augmentation des charges.

[125] La Régie constate toutefois que les hypothèses et les résultats de l'analyse financière globale et de l'impact sur les tarifs qui ont été présentés dans le cadre de la phase 1 au dossier R-3770-2011 sont toujours valables.

⁷¹ Pièce B-0004, p. 34.

⁷² Pièce B-0026, p. 17.

⁷³ Pièce B-0026, p. 17 et dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 90.

7. PERFORMANCES TECHNIQUES ET TECHNOLOGIES DÉPLOYÉES

[126] Le Distributeur indique que l'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et stable, au delà des attentes de ses spécialistes impliqués dans le projet⁷⁴. Ces résultats démontrent, selon lui, l'à-propos de poursuivre le Projet LAD.

7.1 MODÈLES DE COMPTEURS

[127] Le Distributeur souligne que plus de 95 % des compteurs devant être installés lors du Projet LAD sont déjà approuvés par Mesures Canada et sont disponibles pour installation⁷⁵.

[128] Quant aux approbations de Mesures Canada à recevoir pour certains modèles de CNG, le Distributeur indique que les compteurs résidentiels Elster « REXU » ont reçu l'approbation de Mesures Canada au mois de mars 2014 et qu'un premier lot de ces compteurs est disponible pour un projet pilote. Par ailleurs, ayant effectué son propre processus d'homologation, le Distributeur est convaincu que la performance de ces compteurs sera conforme à ses attentes.

[129] Quant au modèle commercial de compteur d'Elster, le Distributeur indique qu'il est déjà approuvé par Mesures Canada au niveau métrologique. Elster doit uniquement demander une révision de cette approbation en lien avec l'intégration de ses compteurs avec la carte de communication de Landis+Gyr⁷⁶.

[130] Enfin, en ce qui a trait aux compteurs commerciaux de Landis+Gyr, le Distributeur a décidé d'opter pour un modèle plus à jour que celui initialement prévu, soit le modèle S4x plutôt que le S4e. Cette nouvelle version du compteur n'a cependant pas encore reçu l'approbation de Mesures Canada.

⁷⁴ Pièce B-0062, p. 14 et pièce B-0068, p. ii.

⁷⁵ Pièce B-0062, p. 16.

⁷⁶ Pièce B-0068, p. iii.

[131] Par ailleurs, après avoir fait ses propres tests en laboratoire, le Distributeur se dit « *très confiant que l’approbation de Mesures Canada sera obtenue sans difficulté* »⁷⁷. Il indique que dans l’éventualité où la nouvelle version du compteur commercial de Landis+Gyr soulevait un enjeu quelconque, il pourra toujours utiliser l’ancienne version encore disponible sur le marché.

[132] Pour sa part, le GRAME est préoccupé par la disponibilité réelle des compteurs commerciaux et celle des compteurs fournis par la firme Elster qui doivent représenter un minimum de 20 % du parc de CNG à être installés, en regard du fait que ceux-ci n’ont pas encore commencé à être installés et qu’ils sont en cours d’approbation auprès de Mesures Canada.

[133] La Régie constate que le processus d’approbation auprès de Mesures Canada pour ces modèles de CNG des firmes Elster et Landis+Gyr est soit fortement avancé ou soit en cours et que le Distributeur se montre confiant de l’issue de ces demandes de certification.

[134] La Régie est satisfaite des réponses fournies par le Distributeur quant aux compteurs à déployer dans le cadre des phases 2 et 3. Par ailleurs, elle constate qu’il n’y a pas d’enjeu au niveau de l’approvisionnement des compteurs.

[135] Enfin, la Régie est également satisfaite des performances techniques de l’infrastructure technologique mise en place lors de la phase 1 du Projet LAD.

7.2 ÉTAT D’AVANCEMENT DES FONCTIONNALITÉS

[136] Le Distributeur poursuit le développement et la mise en place de fonctionnalités relatives aux CNG, tel qu’initialement présenté lors de la phase 1 du Projet LAD.

⁷⁷ Pièce B-0068, p. iii.

[137] Le GRAME⁷⁸ rappelle qu'il s'exprime depuis une dizaine d'années en faveur de fonctionnalités telles que la gestion de la consommation par les clients et qu'il est donc globalement en faveur du déploiement des CNG, y compris dans les réseaux autonomes, même s'il considère qu'un suivi rigoureux du Projet LAD doit être maintenu et réaffirmé dans la présente décision.

[138] Le GRAME soumet que le statut opérationnel des fonctionnalités propres à faciliter les emménagements/déménagements et les branchements/débranchements à distance n'a pas été clairement démontré par le Distributeur⁷⁹. L'intervenant invite la Régie à la prudence en s'assurant de l'opérationnalité de cette dernière fonctionnalité devant générer des gains d'efficacité pour le Distributeur, avant que les phases 2 et 3 du Projet LAD ne soient déployées.

[139] La Régie a constaté l'état d'avancement de l'ensemble des fonctionnalités proposées par le Distributeur dans le cadre du Projet LAD.

[140] Elle note que la fonctionnalité branchement/débranchement a été présentée par le Distributeur comme étant opérationnelle⁸⁰. La fonctionnalité n'a cependant pas été utilisée au cours de l'hiver 2013-2014, puisque les interruptions sont suspendues du 1^{er} décembre au 31 mars inclusivement, en vertu de l'article 12.4 des *Conditions de service d'électricité*⁸¹.

[141] La Régie souligne que le Projet LAD permet l'interruption de service et la remise en service à distance, que l'interruption de service à distance des locaux vacants est opérationnelle depuis novembre 2013 et que l'utilisation automatisée de la fonctionnalité branchement/débranchement dans le processus de recouvrement devait être lancée par le Distributeur dans la semaine du 14 avril 2014⁸².

⁷⁸ Pièce C-GRAME-0036.

⁷⁹ Pièce C-GRAME-0024, p. 18 et 19.

⁸⁰ Pièce B-0035, p. 3.

⁸¹ <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/conditionsdeservice/pdf/conditions-service.pdf>.

⁸² Pièce B-0065, p. 4 et pièce B-0068, p. 22.

[142] En ce qui a trait à la facilitation des emménagements et déménagements, la Régie considère qu'il s'agit d'une propriété intrinsèque au Projet LAD associée à la lecture de la consommation aux 15 minutes. La démonstration que l'infrastructure de mesurage est pleinement opérationnelle, avec un très haut taux de fiabilité, suffit donc à prouver à la Régie que les nouveaux occupants disposent d'une lecture à jour du compteur au moment de leur emménagement.

[143] **La Régie demande donc au Distributeur de poursuivre la mise en place de fonctionnalités qui génèrent des bénéfices autant pour le Distributeur que pour la clientèle dans son ensemble**, notamment la détection de pannes et de subtilisation d'électricité, sans attendre que le Projet LAD soit complètement déployé, afin d'encourager une gestion efficace de la consommation à la pointe et une meilleure gestion de la consommation.

7.3 DÉPLOIEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES

[144] Selon l'échéancier prévu, le Distributeur vise le déploiement des CNG en réseaux autonomes à compter de 2017⁸³.

[145] Le Distributeur fait valoir, par ailleurs, que le remplacement des compteurs en réseaux autonomes à court terme est inévitable, notamment en raison des nouvelles règles plus exigeantes de Mesures Canada en matière d'étalonnage et d'échantillonnage.

[146] Le GRAME considère que les CNG sont d'autant plus intéressants dans les réseaux autonomes qu'il y a des besoins de gestion de la demande, comme le contrôle du chauffage d'appoint électrique dans les réseaux à centrale thermique, qui peuvent générer d'importants bénéfices économiques pour la clientèle du Distributeur⁸⁴.

[147] Le GRAME recommande que la Régie s'assure du suivi de ses demandes relatives aux nouvelles options tarifaires et à la gestion de la demande dans les réseaux autonomes, alors que le Distributeur ne donne pas de garantie de les honorer. Pour ce faire, l'intervenant recommande à la Régie de retarder sa décision sur le déploiement des CNG dans les réseaux autonomes, afin de permettre au Distributeur de présenter une demande

⁸³ Pièce B-0023, p. 11.

⁸⁴ Pièce C-GRAME-0036, p. 11.

d'investissements, incluant sa capacité à rencontrer les demandes relatives à de nouvelles mesures de gestion de la demande associées à des options tarifaires exprimées par la Régie dans les derniers dossiers tarifaires et plans d'approvisionnement.

[148] L'UC demande à la Régie de ne pas approuver, pour le moment, le déploiement des CNG dans les réseaux autonomes prévu dans la dernière portion du Projet LAD. En effet, l'intervenante « constate que le Distributeur n'a démontré aucun avantages et gains pour le déploiement en réseau autonome que ce soit dans sa preuve, dans ses réponses aux demandes de renseignements ou dans les témoignages rendus en audience »⁸⁵. Donc, pour fins d'approbation par la Régie, l'intervenante soumet que le Distributeur devrait fournir les coûts et bénéfices prévus du déploiement des CNG en réseaux autonomes, uniquement une fois que le déploiement en réseau intégré aura été complété.

[149] La Régie est d'avis que les propositions des intervenants quant au report de sa décision ou du déploiement des CNG dans les réseaux autonomes n'est pas une option viable.

[150] La Régie considère en effet qu'il est important que les CNG soient déployés dans les réseaux autonomes dès que possible. Elle est d'avis que le Projet LAD a le potentiel d'y générer d'importantes économies énergétiques et monétaires.

[151] La Régie réitère sa demande exprimée dans sa décision D-2014-037 en ce qui a trait au développement d'outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes qui ont la responsabilité de gérer la grande majorité des factures du marché résidentiel de ces réseaux :

« [762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint »⁸⁶.

⁸⁵ Pièce C-UC-0025, p. 3.

⁸⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 199.

7.4 INTERFÉRENCES ALLÉGUÉES

[152] Le Distributeur a établi dans sa preuve que les problèmes d'interférences sont anecdotiques et qu'aucun cas d'interférence n'a donné lieu, à ce jour, à un dédommagement du client⁸⁷.

[153] L'ACEFO se montre préoccupée par les interférences alléguées qui ont pu affecter des services de télécommunication sans fil ainsi que la sécurité de la clientèle⁸⁸. Elle demande que le Distributeur applique les mesures de mitigation requises en fonction des problèmes rencontrés.

[154] La Régie note qu'une entente est intervenue entre le Distributeur et le regroupement CANWISP/CI/FSTCI⁸⁹. Par conséquent, elle considère que les arrangements destinés à résoudre les éventuels impacts du Projet LAD sur les services de télécommunication sans fil relèvent désormais des affaires courantes du Distributeur.

8. RELATIONS AVEC LA CLIENTÈLE ET TRAITEMENT DES PLAINTES

[155] Le Distributeur mentionne que l'ensemble des résultats rencontrés dans le cadre de la phase 1 démontrent l'à-propos de poursuivre le Projet LAD, notamment par le fait que les installateurs constatent une bonne acceptabilité du projet sur le terrain et que ce constat est confirmé par les équipes du Distributeur qui traitent des préoccupations exprimées par la clientèle⁹⁰.

[156] Le Distributeur ajoute que le déploiement des CNG se poursuit rondement et sans embûches dans les zones ayant une forte proportion de compteurs situés à l'intérieur (par exemple, les quartiers Hochelaga-Maisonneuve et Rosemont, à Montréal). Il en va de même dans les zones ayant adopté des résolutions exprimant une certaine forme d'opposition au déploiement des CNG⁹¹.

⁸⁷ Pièce B-0035, p. 3.

⁸⁸ Pièce C-ACEFO-0012, p. 3 et 4.

⁸⁹ Pièces C-CANSWIP-0010 et B-0044.

⁹⁰ Pièce B-0068, p. ii.

⁹¹ Pièce B-0068, p. iv.

[157] Selon l'ACEFO, afin de favoriser une plus grande acceptabilité du Projet LAD, le Distributeur devrait mieux consulter sa clientèle afin d'en connaître les besoins réels, avant de proposer de nouveaux services ou fonctionnalités à être développées⁹².

[158] OC est préoccupée par certains aspects du processus d'installation, dont la proportion importante de plaintes relatives à la prestation de service. L'intervenante constate ainsi qu'une partie de la clientèle n'est pas satisfaite du service rendu, notamment par Capgemini Québec, et qu'elle a, dans plusieurs cas, de la difficulté à obtenir une information précise et complète quant au processus d'installation des CNG. OC souligne d'ailleurs que ces préoccupations ont été soulevées à quelques reprises lors de la tenue de certaines assemblées de conseils municipaux⁹³.

[159] OC constate que le Distributeur ne comptabilise pas les demandes des clients qui ne souhaitent pas l'installation d'un CNG et qui ne choisissent pas l'option de retrait. À cet égard, elle mentionne que les installateurs ont pour consigne d'installer les compteurs même lors de situations où des affiches placées sur les lieux d'installation évoquent clairement le refus du client d'avoir un CNG.

[160] OC estime que le rythme d'installation des CNG ne doit pas être un impératif qui éclipse les préoccupations légitimes d'une partie de la clientèle résidentielle et qu'un effort plus important pourrait être déployé par le Distributeur quant aux outils de communication relatifs au Projet LAD. L'intervenante note, par exemple, que le processus de demandes d'installation d'un CNC est absent de la page internet du Distributeur relative au Projet LAD. Une recherche par mot-clé « option de retrait » dans l'outil de questions et réponses ne permet pas de trouver l'information quant aux démarches à effectuer pour se procurer un CNC. De plus, aucun numéro de téléphone n'est fourni aux clients qui désireraient contacter le Distributeur pour s'informer du processus d'installation.

[161] OC encourage donc le Distributeur à fournir davantage d'informations sur son site internet quant à l'option de retrait, au processus d'installation en général et de formulation d'une plainte en particulier.

⁹² Pièce C-ACEFO-0009, p. 6 et 7 et pièce C-ACEFO-0012, p. 2 et 3.

⁹³ Pièce C-OC-0010, p. 10.

[162] SÉ/AQLPA présente de manière exhaustive la compilation qu'il a fait des problèmes d'acceptabilité du Projet LAD exprimés par des clients du Distributeur. Selon l'intervenant, il appert de la preuve qu'il a présentée à la Régie que le niveau d'acceptabilité du Projet LAD, tant auprès de la clientèle ciblée qu'auprès du public en général, est considérablement moindre que ce que le Distributeur allègue⁹⁴. Pour l'intervenant, le Distributeur cherche à minimiser les oppositions reçues plutôt qu'à gérer le problème d'acceptabilité que celles-ci reflètent.

[163] SÉ/AQLPA recommande, en conséquence, que la Régie demande au Distributeur :

- de retarder, jusqu'après la décision finale du dossier R-3854-2013 Phase 2⁹⁵, la poursuite du déploiement du Projet LAD dans les zones denses de la phase 1 et les interventions auprès de clients refusant à la fois le CNG et le CNC sous les frais actuels;
- d'adopter de meilleures pratiques dans ses rapports avec la clientèle, qu'il respecte et assiste les clients qui choisissent, pour un motif qui leur appartient, un CNC;
- de publier sur son site internet une déclaration claire à l'effet que « *le modèle de compteur installé auprès des clients qui exercent l'option de retrait n'émet pas de radiofréquences* » et d'indiquer comment un citoyen peut distinguer un CNC d'un CNG;
- de fournir l'information claire sur la façon de se prévaloir de l'option de retrait, en ajoutant un onglet « option de retrait » à son site internet, où toute l'information présentement dispersée sera rassemblée;
- d'indiquer sur l'avis de 30 jours de l'option de retrait un numéro de téléphone qui soit aisément rejoignable et n'obligeant pas de composer un second numéro pour pouvoir exercer son option;
- de remettre un numéro de confirmation à toute personne qui opte pour l'option de retrait et que le délai de remplacement d'un CNG par un CNC soit de moins d'une semaine.

⁹⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0046, p. 23.

⁹⁵ Demande de modifications de l'option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences.

[164] Le Distributeur réplique qu'une bonne collaboration du public est constatée par ses installateurs sur le terrain et qu'il enregistre un haut taux de satisfaction de la clientèle chez les clients ayant reçu un CNG. Il ajoute qu'il n'aurait jamais pu atteindre le rythme de 8 000 installations par jour sans une réelle collaboration de ses clients⁹⁶.

[165] La Régie note que plusieurs des demandes d'OC et de SÉ/AQLPA ont déjà été satisfaites par le Distributeur⁹⁷. D'ailleurs, lors de la séance de travail tenue le 14 février 2014, le Distributeur s'était engagé à valider, dans la section sur les CNG du site internet d'Hydro-Québec, la présence d'une mention à l'effet que la relève des CNC s'effectue manuellement, soit de visu et, le cas échéant, d'y ajouter cette mention⁹⁸.

[166] La Régie tient à souligner qu'elle a pris connaissance des nombreuses observations qui lui ont été transmises et noté les frustrations exprimées par certains clients qui constatent que leur refus de l'installation d'un CNG n'a pas été pris en compte par le Distributeur.

[167] La Régie constate cependant que ce nombre d'observations provenant de clients en désaccord avec le Projet LAD (plus de 440) doit être mis en perspective avec le fait que 1,35 million de CNG ont été installés jusqu'à présent. En effet, ces observations représentent trois désaccords pour 10 000 installations d'un CNG. Ce ratio est relativement faible, considérant que le mouvement de protestation est organisé, tient des séances d'information et sollicite des représentations auprès de la Régie⁹⁹.

[168] Quant aux questions liées à la santé, elles ont été exclues de l'examen du présent dossier¹⁰⁰, ayant été étudiées dans le cadre du dossier R-3770-2011.

⁹⁶ Pièce B-0068, p. iv.

⁹⁷ Pièce B-0035.

⁹⁸ Pièce B-0035, p. 4.

⁹⁹ Pièces D-0229, D-0310 et D-0340.

¹⁰⁰ Décision D-2014-004, p. 11.

9. AUTORISATION EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[169] Dans le cadre de la décision D-2012-127, la Régie a conclu que cette exigence réglementaire avait été satisfaite :

« [519] Cette exigence réglementaire est satisfaite. Comme mentionné plus haut, le Projet comme tel n'a pas à être autorisé en vertu d'autres lois. Les attestations de conformité des équipements ont été déposées au présent dossier. À l'exception des CNG qui seront installés chez les clients, le Distributeur installe principalement les équipements de l'IMA sur ses propres installations (ex. poteaux, etc.). Aucune autorisation légale spéciale n'est requise pour leur installation »¹⁰¹.

[170] Le Distributeur indique que depuis cette décision de la Régie, aucune disposition législative ou réglementaire n'a eu pour effet de soumettre le Projet LAD à une autorisation. La Régie est d'avis que cette exigence réglementaire est satisfaite.

[171] La Régie souligne que le Distributeur devra s'assurer que les compteurs de type commercial d'Elster ainsi que les compteurs du modèle commercial S4x de Landis+Gyr ont reçu l'approbation de Mesures Canada, avant de les utiliser dans le cadre du Projet LAD.

10. OPINION FINALE DE LA RÉGIE SUR LE PROJET LAD

[172] La Régie considère que la démonstration et les justifications fournies par le Distributeur au soutien de sa demande d'autorisation des phases 2 et 3 du Projet LAD sont satisfaisantes et répondent aux exigences réglementaires.

[173] Le Distributeur demande l'autorisation de la Régie pour poursuivre, sur l'ensemble du territoire desservi, son déploiement de CNG, utilisant à cette fin les investissements et les travaux en infrastructure déjà effectués lors de la phase 1 du Projet LAD.

¹⁰¹ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 118.

[174] Les mises à jour des analyses et les résultats présentés dans les suivis trimestriels exigés par la Régie au dossier R-3770-2011 confirment la justesse des hypothèses utilisées par le Distributeur, tant en regard des coûts et des gains d'efficacité prévus que de la performance opérationnelle, technique et technologique du Projet LAD.

[175] Comme pour la phase 1 du Projet LAD, la Régie réitère qu'un tel projet n'est pas sans risques, notamment au niveau des coûts projetés et des gains d'efficacité anticipés, malgré le plan de mitigation, les contingences et autres mesures mis en place par le Distributeur.

[176] La Régie maintient l'obligation pour le Distributeur de produire des rapports trimestriels et annuels afin de permettre un suivi rigoureux des coûts du déploiement et de la performance du projet en regard des prévisions.

[177] En conséquence, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser le Distributeur à réaliser les phases 2 et 3 du Projet LAD.

11. SUIVIS EXIGÉS

[178] Comme au dossier R-3770-2011, la question des suivis a fait l'objet de nombreux échanges entre le Distributeur, les intervenants et la Régie.

[179] Le Distributeur souhaite déposer un suivi global des résultats. Il mentionne qu'un suivi séparé par phase entraînerait un certain niveau de complexité quant au traitement et à la compilation de l'information.

[180] Pour le Distributeur, une présentation de l'information par phase n'apporte aucune plus-value aux futurs suivis. Par conséquent, il propose de déposer, séparément, un rapport de suivi final pour la phase 1. Par la suite, les rapports de suivis des phases 2 et 3 réunies incluront un suivi des coûts résiduels de la phase 1, soit les coûts prévus de l'infrastructure technologique de l'information¹⁰².

[181] Le GRAME soumet que les suivis trimestriels qui ont été demandés par la Régie dans sa décision D-2012-127 demeurent essentiels afin d'assurer un suivi rigoureux d'un projet d'une ampleur considérable. Pour l'intervenant, non seulement ces suivis doivent informer de toute différence dans les coûts spécifiques à chacune des phases distinctement, mais aussi inclure l'état d'avancement des différentes fonctionnalités et un calcul plus détaillé des gains d'efficience et des postes réellement abolis¹⁰³.

[182] Le GRAME recommande également que les phases 1, 2 et 3 du Projet LAD soient présentées séparément dans les suivis trimestriels.

[183] SÉ/AQLPA s'oppose à la fusion des trois phases dans les suivis trimestriels. L'intervenant est d'avis qu'il est essentiel d'être en mesure de suivre indépendamment les données de chaque phase afin, notamment, de pouvoir identifier les coûts liés aux parties les plus difficiles du déploiement massif des CNG et de faire un suivi adéquat de la qualité des services offerts à la clientèle¹⁰⁴.

[184] Quant à l'UC, elle considère que le Distributeur doit continuer de déposer des suivis trimestriels pour chaque phase, jusqu'à ce que le déploiement global des CNG soit complété. L'intervenante veut ainsi s'assurer que les bénéfices escomptés pour les clients se matérialiseront et que les coûts du Projet LAD respecteront les budgets prévus¹⁰⁵.

¹⁰² Pièce B-0068, p. 23 et 24.

¹⁰³ Pièce C-GRAME-0023, p. 34 à 36, pièce C-GRAME-0024, p. 23, 24 et 26 et pièce C-GRAME-0036, p. 15 et 16.

¹⁰⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0034, p. 31-37 et pièce C-SÉ-AQLPA-0044, p. 29 et 30.

¹⁰⁵ Pièce C-UC-0014, p. 7 et pièce C-UC-0025, p. 6.

[185] La Régie partage l'avis des intervenants à l'égard de l'importance de poursuivre, d'une part, le dépôt de rapports de suivi trimestriel et, d'autre part, de distinguer l'information propre à la phase 1 de celle des phases 2 et 3 réunies. La Régie juge pertinent que le suivi de la phase 1 se poursuivre de manière distincte.

[186] Les rapports de suivi permettent de suivre adéquatement et séparément les coûts anticipés, les bénéfices escomptés, les fonctionnalités prévues et la qualité du service offert par le Distributeur et ses partenaires d'affaires lors de chacune des phases du Projet LAD.

[187] La Régie reprend donc ici la liste des informations indiquées à sa décision D-2012-127¹⁰⁶ que doit lui transmettre le Distributeur, selon la périodicité prévue ci-après, en distinguant, à moins d'avis contraire, les informations relatives à la phase 1 de celles propres aux phases 2 et 3 réunies. Le Distributeur notera que la Régie bonifie cette liste de la manière suivante :

- Sur une base trimestrielle :
 - nombre de CNG et de CNC prévus être installés et réellement installés par trimestre, en ventilant entre compteurs résidentiels et commerciaux¹⁰⁷;
 - coûts prévus et réels de chacune des phases par trimestre;
 - coûts prévus et réels du Projet LAD par trimestre;
 - statut de la matérialisation des gains d'efficacité annoncés;
 - nombre de cas avérés et potentiels de mises en conformité ainsi qu'un estimé des revenus récupérés;
 - explication des écarts de coûts, de gains d'efficacité et d'échéancier et nouvelles prévisions, le cas échéant;
 - nombre de clients se prévalant de l'option de retrait par trimestre et acceptabilité de la clientèle;
 - nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de motifs.

¹⁰⁶ Dossier R-3770-2011, décision D-2012-127, p. 120 et 121.

¹⁰⁷ Pièce B-0056, p. 7, tableau 1.

- Sur une base annuelle, au 31 mars de chaque année :
 - zones de déploiement prévues et réelles par phases, selon les bureaux d'affaires du Distributeur¹⁰⁸;
 - comparaison économique des scénarios (M\$ actualisés 2011), mais uniquement les données relatives au scénario IMA¹⁰⁹;
 - gains d'efficacité prévus et réels du Projet LAD¹¹⁰;
 - suivi détaillé du nombre de postes abolis relatifs au Projet LAD (voir le tableau 8 de la présente décision);
 - analyse financière et impact tarifaire du Projet LAD sur les revenus requis¹¹¹;
 - amortissement, radiation et nombre d'appareils retirés¹¹²;
 - état d'avancement de l'implantation de fonctionnalités additionnelles¹¹³.

[188] **La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur à produire un rapport final de la réalisation de la phase 1 du Projet LAD, lorsque l'intégralité de tous les compteurs prévus être déployés dans les zones propres à la phase 1 auront été installés, y incluant les compteurs commerciaux.** La Régie rappelle avoir clairement exprimé ses préoccupations à cet égard¹¹⁴.

[189] Par ailleurs, la Régie souligne que l'admissibilité au coût de service du Distributeur des investissements dépassant le budget du Projet LAD et des charges d'exploitation résultant de gains d'efficacité prévus mais non réalisés devra, le cas échéant, faire l'objet d'une décision de la Régie dans le cadre d'une demande en vertu de l'article 48 de la Loi.

[190] À cet égard et sur la base des différents rapports de suivi qu'elle recevra, la Régie pourrait également, de sa propre initiative, convoquer le Distributeur, tel que prévu à l'article 48 de la Loi.

¹⁰⁸ Pièce B-0004, p. 16, tableau 1 et pièce B-0063, p. 2.

¹⁰⁹ Pièce B-0012, p. 8, tableau 2.

¹¹⁰ Pièce B-0030, p. 8, tableau 3 et pièce B-0012, p. 9, tableau 4.

¹¹¹ Pièce B-0012, p. 10, tableau 5.

¹¹² Pièce B-0012, p. 10, tableau 6.

¹¹³ Pièce B-0013, p. 17, tableau 6.

¹¹⁴ Pièce A-0028, p. 170.

12. COMPTE D'ÉCARTS

[191] Le 12 décembre 2013, dans sa décision D-2013-196, la Régie se prononçait sur la demande prioritaire du Distributeur relative à l'acquisition et à la mise en place, dès décembre 2013, d'équipements de télécommunication dans certaines régions de la phase 2 du Projet LAD et sur les installations d'Hydro-Québec¹¹⁵.

[192] Dans cette décision, la Régie a autorisé le Distributeur à comptabiliser dans un compte d'écart hors base, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification, les coûts inhérents aux phases 2 et 3 inclus aux revenus requis de l'année témoin 2014 du dossier tarifaire R-3854-2013, comprenant les coûts liés aux travaux de mise en place de routeurs et collecteurs dans quelques régions spécifiques de la phase 2 du Projet LAD, de même que dans certaines installations du Distributeur.

[193] Le Distributeur estimait les coûts d'installation des équipements de télécommunication en cause à 6,4 M\$ pour les six premiers mois de 2014. Il précisait que ces coûts étaient déjà prévus dans les coûts d'investissements relatifs aux phases 2 et 3 réunies du Projet LAD.

[194] Le 6 mars 2014, dans sa décision D-2014-037¹¹⁶, la Régie a demandé au Distributeur de retirer des revenus requis de l'année témoin 2014 l'impact des phases 2 et 3 réunies du Projet LAD, totalisant 27,9 M\$, de même qu'un montant de 32,9 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes), puisque la présente décision n'avait pas été rendue avant celle portant sur la demande tarifaire 2014-2015. Elle a également demandé au Distributeur de verser dans un compte d'écart hors base, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification, les charges nettes inhérentes au Projet LAD, conformément à la décision D-2012-024¹¹⁷.

¹¹⁵ Pages 7 et 8.

¹¹⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 45 et 46.

¹¹⁷ Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, p. 41 à 43.

[195] La Régie comprend que les coûts d'installation des équipements de télécommunication en cause, établis à 6,4 M\$ pour les six premiers mois de 2014, font partie des coûts d'investissements dont le rendement de la base de tarification a été versé dans le compte d'écarts créé lors de la demande tarifaire 2014-2015.

[196] De plus, conformément à la décision D-2014-072, la Régie comprend que le Distributeur a comptabilisé au compte d'écarts tous les coûts liés à l'installation de 200 000 CNG résidentiels sur le territoire visé de la phase 2 du Projet LAD où des équipements de télécommunication ont déjà été installés en vertu de cette dernière décision¹¹⁸.

[197] Considérant que la Régie autorise les phases 2 et 3 du Projet LAD dans la présente décision, et conformément à la décision D-2012-024, elle demande au Distributeur que les coûts du compte d'écarts relatif aux phases 2 et 3 du Projet LAD soient disposés lors de la demande tarifaire subséquente, soit celle de 2015-2016.

13. CONFIDENTIALITÉ

13.1 COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR

[198] Le Distributeur demande à la Régie, conformément à l'article 30 de la Loi, de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements confidentiels contenus à l'entente de collaboration entre Hydro-Québec et le regroupement CANWISP/CI/FSTCI¹¹⁹ (l'Entente) en raison de leur caractère confidentiel, pour des motifs d'intérêt public et pour ceux énoncés à la déclaration solennelle de l'officier du Distributeur. Les motifs énoncés se résument comme suit :

¹¹⁸ Décision D-2014-072, p. 12.

¹¹⁹ Pièce B-0046.

- L'Entente présente les détails de l'échange d'informations et de documentations confidentielles entre les parties dans le cadre de leur collaboration pour identifier les situations potentielles de brouillage par les démarches suivantes : plan d'essais, protocole de mesures, protocole d'analyse, protocole d'implantation, protocole de déploiement et d'opération et protocole de validation.
- L'Entente contient une clause de confidentialité par laquelle les parties s'engagent notamment à préserver la confidentialité des informations fournies et par laquelle elles conviennent de la marche à suivre pour l'émission d'un rapport en cas de désaccord.
- Les termes de l'Entente sont confidentiels et habituellement traités de façon confidentielle.
- La divulgation de ces informations causerait préjudice à Hydro-Québec, parce qu'elle affecterait sa capacité de négocier avec des organisations qui ne sont pas déjà parties à l'Entente, en ce qu'elle pourrait laisser entendre qu'il existe un problème relié au brouillage des ondes, alors qu'une telle situation n'est pas établie. Elle pourrait faire en sorte que des tiers souhaiteraient obtenir une entente à des termes similaires, alors qu'il ne serait pas commercialement et techniquement requis de le faire, l'Entente s'inscrivant dans un contexte particulier. Il est peu probable que ses termes soient utiles ou nécessaires dans un autre contexte ou avec d'autres parties. Enfin, elle permettrait la divulgation d'informations sensibles de nature technique, commerciale et financière contenues à l'Entente.
- La divulgation de ces informations permettrait à un tiers d'obtenir des informations sur les méthodes de travail et d'analyse du Distributeur et ses processus.
- Le Distributeur ne s'oppose toutefois pas à ce que les intervenants au présent dossier puissent consulter l'Entente après avoir signé un engagement de confidentialité.

13.2 COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

[199] Aucun intervenant au présent dossier ne s'est objecté à cette demande de traitement confidentiel de l'Entente et à la demande du Distributeur de leur permettre la consultation de l'Entente à la suite de la signature d'un engagement de confidentialité.

13.3 DÉCISION DE LA RÉGIE SUR LA CONFIDENTIALITÉ

[200] **Pour les motifs invoqués à l'affidavit produit, la Régie accueille la demande du Distributeur pour le traitement confidentiel des renseignements contenus à la pièce B-0046. Les intervenants au présent dossier pourront consulter l'Entente, après signature d'un engagement de confidentialité. Aucune durée de confidentialité n'a été définie.**

[201] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

AUTORISE le Distributeur à réaliser les phases 2 et 3 du Projet LAD, tel que décrit à la pièce B-0004;

DEMANDE au Distributeur de déposer les suivis demandés aux paragraphes 187 et 188 de la présente décision;

DEMANDE au Distributeur de disposer des coûts du compte d'écarts relatif aux phases 2 et 3 du Projet LAD lors de la demande tarifaire subséquente, soit celle de 2015-2016;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Distributeur relative aux renseignements contenus à la pièce B-0046 et **INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion des informations qu'elle contient;

RÉITÈRE les autres conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Louise Pelletier
Régisseur

Représentants :

Association canadienne des fournisseurs d'internet sans fil (CANWISP), Communautel inc. (CI) et ForSAK TechnoCom inc. (FSTCI) représenté par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^{es} Marie-Josée Hogue et Jean-Olivier Tremblay;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard.