

**PROJET LECTURE À DISTANCE  
PHASES 2 ET 3**



**Table des matières**

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>7</b>
<b>2. OBJECTIFS ET JUSTIFICATION DU PROJET .....</b>	<b>9</b>
<b>3. DESCRIPTION DU PROJET .....</b>	<b>11</b>
3.1. TRAVAUX DE LA PHASE 1.....	11
3.2. TRAVAUX DES PHASES 2 ET 3.....	13
3.3. ÉCHÉANCIER CRITIQUE DES TRAVAUX DE LA PHASE 2 .....	17
<b>4. APPROCHE RÉGLEMENTAIRE .....</b>	<b>19</b>
<b>5. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET .....</b>	<b>21</b>
5.1. COÛTS DES PHASES 2 ET 3 .....	21
5.1.1. <i>Investissements</i> .....	22
5.1.2. <i>Charges d'exploitation en cours de projet</i> .....	23
5.1.3. <i>Contingence</i> .....	24
<b>6. PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET.....</b>	<b>26</b>
6.1. DÉPASSEMENT DE COÛTS .....	27
6.2. ACCEPTABILITÉ DE LA CLIENTÈLE AU REMPLACEMENT DES COMPTEURS.....	28
6.3. DÉFAILLANCE TI.....	29
6.4. SÉCURITÉ DES TI ET DE LA TÉLÉCOMMUNICATION.....	29
6.5. RESSOURCES HUMAINES .....	30
6.6. GOUVERNANCE DU PROJET LAD .....	30
<b>7. ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE .....</b>	<b>31</b>
7.1. GAINS D'EFFICIENCE ATTENDUS .....	32
7.2. AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES .....	33
7.3. ANALYSES DE SENSIBILITÉ .....	33
<b>8. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>34</b>
<b>9. IMPACTS SUR LA QUALITÉ DU SERVICE .....</b>	<b>35</b>
<b>10. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....</b>	<b>37</b>
<b>11. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE .....</b>	<b>37</b>
<b>12. MODE DE SUIVI DU PROJET .....</b>	<b>38</b>
<b>ANNEXE A CONCORDANCE ENTRE LA DEMANDE D'AUTORISATION ET LE RÈGLEMENT</b>	<b>39</b>
<b>ANNEXE B PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES.....</b>	<b>43</b>

**Liste des tableaux**

Tableau 1 : Bureaux d'affaires des phases 2 et 3.....	16
Tableau 2 : Nombre de compteurs existants remplacés par phase, par année et par trimestre .....	17
Tableau 3 : Coûts des phases 2 et 3 du projet LAD (2014-2018).....	22
Tableau 4 : Contingence prévue par année.....	26

**Liste des figures**

Figure 1 : Étapes préalables à l'installation des compteurs.....	14
Figure 2 : Échéancier d'installation des compteurs de nouvelle génération.....	15

**Liste des encadrés**

Encadré 1 : Fonctionnalités hors du périmètre du projet LAD .....	10
Encadré 2 : Performances du réseau IMA .....	12
Encadré 3 : Ressources engagées dans le déploiement de la phase 1 .....	13
Encadré 4 : Acceptabilité de la clientèle au remplacement des compteurs.....	28
Encadré 5 : Les compteurs de nouvelle génération et les radiofréquences .....	36

**Lexique**

CEM	Centre d'exploitation du mesurage
CNG	compteur de nouvelle génération
CII	Commercial, institutionnel et industriel
IMA	Infrastructure de mesurage avancée
k	mille
LAD	Lecture à distance
M\$	million(s) de dollars
MDMS	Système de gestion des données de mesures
Option de retrait	Tarifs et conditions de distribution d'électricité relatifs à une option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences
Règlement	<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>
s.o.	sans objet
TI	Technologies de l'information

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



## **1. INTRODUCTION**

1 Le projet Lecture à distance (le « projet LAD ») vise la mise en place d'une infrastructure  
2 de mesurage avancée (IMA) et le remplacement de 3,75 millions de compteurs en service  
3 par des compteurs de nouvelle génération. Le projet LAD touche toutes les clientèles  
4 d'Hydro-Québec Distribution (le « Distributeur »), à l'exception des clients grande  
5 puissance (tarifs L et LG).

6 Par la présente demande, le Distributeur poursuit le plan de remplacement des compteurs  
7 des phases 2 et 3 et complète ainsi le déploiement sur tout le territoire qu'il dessert. Les  
8 travaux totalisent 557 M\$ et s'étaleront de janvier 2014 à juin 2018.

9 Le plan de remplacement des compteurs des phases 2 et 3 couvre :

- 10 • l'acquisition des compteurs de nouvelle génération et des équipements de  
11 télécommunication (collecteurs et routeurs) ;
- 12 • l'installation et l'intégration des équipements et des services de télécommunication  
13 requis dans chacune des régions ;
- 14 • le remplacement de 2,1 millions de compteurs existants par des compteurs de  
15 nouvelle génération ;
- 16 • la prise en charge par le CEM des compteurs installés aux fins de facturation.

17 Dans sa décision D-2012-127<sup>1</sup>, la Régie de l'énergie (la « Régie ») autorise la phase 1 du  
18 projet LAD. Cette phase a permis de mettre en place une IMA et d'amorcer le plan de  
19 remplacement des compteurs de la phase 1. Au 25 octobre 2013, sur les 1,7 million de  
20 remplacements prévus dans la grande région de Montréal<sup>2</sup>, près de 760 k compteurs de  
21 nouvelle génération ont été installés et lus par le CEM. Le Distributeur anticipe que les  
22 coûts de la phase 1 seront inférieurs de 12,5 M\$ aux coûts prévus dans le dossier  
23 R-3770-2011 et totaliseront 427,9 M\$<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> D-2012-127, *Décision finale sur la Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à distance – Phase 1*, 5 octobre 2012, dossier R-3770-2011.

<sup>2</sup> Île de Montréal, Laval, municipalités de la couronne nord et une partie des municipalités de la couronne sud (D-2012-127 [R-3770-2011], paragraphe 219).

<sup>3</sup> Pour plus de détails sur l'état d'avancement de la phase 1, voir le *Suivi du projet Lecture à distance phase 1 au 30 septembre 2013* à la pièce HQD-1, document 2.

1 La demande d'autorisation des phases 2 et 3 du projet LAD est déposée conformément à  
2 l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et le règlement y afférent.  
3 Plusieurs des renseignements requis au *Règlement sur les conditions et les cas requérant*  
4 *une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »), toujours valables dans le  
5 contexte de la présente demande, ont déjà fait l'objet d'une analyse approfondie de la part  
6 de la Régie et des intervenants dans le cadre de la demande d'autorisation de la phase 1  
7 du projet LAD<sup>4</sup>. Les principaux éléments sont résumés dans le présent document. Il s'agit  
8 des objectifs et de la justification du projet (section 2), l'étude de faisabilité économique du  
9 projet LAD (section 7), les gains d'efficacité attendus (section 7.1), l'impact sur les  
10 revenus requis du Distributeur (section 8), les impacts sur la qualité du service (section 9),  
11 les autorisations exigées en vertu d'autres lois (section 10) et les principales normes  
12 techniques applicables au projet (annexe B). À cet égard, dans sa décision D-2012-127, la  
13 Régie indique être satisfaite de la preuve du Distributeur et des conclusions de ses  
14 analyses économiques<sup>5</sup>.

15 Les autres renseignements requis au soutien de la demande ne diffèrent pas des  
16 éléments présentés au dossier R-3770-2011, notamment quant à la stratégie de  
17 déploiement, aux travaux associés au projet (sections 3.2 et 3.3), aux coûts prévus du  
18 projet et aux hypothèses y afférentes (section 5.1). Le Distributeur fait également état des  
19 principaux risques associés au projet (section 6). La présente demande s'inscrit donc  
20 comme la poursuite de la phase 1 au chapitre du plan de remplacement des compteurs  
21 pour les autres régions du Québec desservies par le Distributeur.

22 Dans ce document, le Distributeur présente tous les éléments permettant à la Régie  
23 « d'analyser les nouveaux investissements requis [pour les phases 2 et 3] et de juger s'ils  
24 sont utiles ou nécessaires dans le contexte de l'évolution du Projet [LAD] »<sup>6</sup>. Le  
25 Distributeur indique, à l'annexe A, la concordance entre les renseignements requis par le  
26 Règlement et les sections de la preuve, de même que les paragraphes pertinents de la  
27 décision D-2012-127 de la Régie.

---

<sup>4</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 1, 4 à 10 et 13.

<sup>5</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 314 et 525.

<sup>6</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 524.



## **2. OBJECTIFS ET JUSTIFICATION DU PROJET**

1 Le Distributeur rappelle que les objectifs du projet LAD sont de trois ordres<sup>7</sup> :

- 2 • assurer la pérennité du parc de compteurs ;
- 3 • réaliser des gains d'efficacité provenant de l'automatisation de la lecture de la
- 4 consommation, de même que de l'interruption et de la remise en service à
- 5 distance ;
- 6 • choisir une technologie évolutive permettant éventuellement d'offrir de nouveaux
- 7 services aux clients et de mettre en place des mesures de gestion du réseau.

8 Dans la décision D-2012-127<sup>8</sup>, la Régie note que « [l]e vieillissement du parc de

9 compteurs est un facteur essentiel à considérer dans l'analyse du Projet [LAD]. Le

10 mesurage et la facturation précise de l'électricité consommée par les clients sont deux

11 activités au cœur des opérations du Distributeur. » Le projet LAD permet d'assurer la

12 pérennité du parc de compteurs. L'âge moyen du parc de compteurs existants et le

13 respect des normes de mesurage de Mesures Canada sont des facteurs que la Régie a

14 pris en compte en autorisant la phase 1 du projet LAD<sup>9</sup>.

15 Face au constat d'un parc de compteurs qui doit être renouvelé, le Distributeur a fait le

16 choix d'une technologie dont la plateforme évolutive permettra, à terme, d'introduire de

17 nouvelles fonctionnalités ou services aux clients<sup>10</sup>. Au paragraphe 238 de sa décision

18 D-2012-127, la Régie note que « [l]a preuve démontre que la technologie introduite par le

19 Projet [LAD] offre la possibilité d'ajouter de nouvelles fonctionnalités en temps opportun ».

20 Le Distributeur rappelle<sup>11</sup> que ces nouvelles fonctionnalités devront répondre à un réel

21 besoin des clients ou du Distributeur. Elles feront l'objet d'un examen démontrant que la

22 mise en place de chaque fonctionnalité génère des bénéfices pour les clients ou le

23 Distributeur. S'il y a lieu, une demande d'autorisation spécifique sera déposée auprès de

24 la Régie.

---

<sup>7</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 15 et 220.

<sup>8</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 222.

<sup>9</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 223 à 226. Voir également les paragraphes 39 à 43.

<sup>10</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 20, 239 et 240.

<sup>11</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 21.

**ENCADRÉ 1 : FONCTIONNALITÉS HORS DU PÉRIMÈTRE DU PROJET LAD**

Depuis l'autorisation de la phase 1 du projet LAD par la Régie, le Distributeur a débuté les travaux pour implanter des fonctionnalités additionnelles, notamment :

- Dès 2014, le Distributeur prévoit implanter un outil permettant aux clients de gérer leur consommation en la visualisant dans *Mon Espace client* du site Web de l'entreprise ;
- Le Distributeur en collaboration avec l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) a développé une solution technique visant à faciliter la détection des cas de subtilisation. La solution va être graduellement implantée à compter de 2014 ;
- L'obtention rapide d'informations précises sur les pannes permettra éventuellement au Distributeur d'en améliorer considérablement la gestion. Lorsque cette fonctionnalité sera implantée, les clients n'auront plus à téléphoner pour signaler une panne. Dans l'intervalle, le Distributeur a développé l'algorithme nécessaire pour intégrer les données de l'IMA au centre d'exploitation distribution (CED) pour favoriser la gestion des pannes.

Conformément à la décision D-2012-127<sup>12</sup>, le Distributeur présentera l'état d'avancement de ces différents projets dans le cadre d'un prochain suivi trimestriel.

- 1 Le projet LAD permettra au Distributeur d'améliorer de façon substantielle l'efficacité de
- 2 ses activités du processus Relever et celles de l'interruption et remise en service du
- 3 processus de recouvrement<sup>13</sup>. Ainsi, des gains annuels récurrents de 81 M\$ se
- 4 concrétiseront à compter de l'année témoin 2019<sup>14</sup>.
- 5 Outre l'impact sur l'efficacité du Distributeur, le projet LAD offre des bénéfices concrets
- 6 aux clients<sup>15</sup>. Ainsi, les releveurs n'ont plus à accéder aux propriétés de ses clients pour la
- 7 relève et pour l'interruption ou la remise en service. La facturation des clients est basée

<sup>12</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 532.

<sup>13</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 227 à 233.

<sup>14</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 44 et 349. Le délai, de 2018 à 2019, de l'obtention des gains annuels récurrents de 81 M\$ découle principalement du report du déploiement massif et de la révision du calendrier de déploiement de la phase 1.

<sup>15</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 65 à 69, 234 et 235.

1 sur des données de consommation réelles et non estimées comme c'était parfois le cas  
2 avec les compteurs électromécaniques et électroniques de première génération.

3 Au paragraphe 240 de sa décision D-2012-127, la Régie conclut qu'« [i] s'agit donc d'un  
4 projet structurant susceptible d'être bonifié à terme par l'ajout de nouvelles fonctionnalités,  
5 au bénéfice des clients du Distributeur. »

### **3. DESCRIPTION DU PROJET**

#### **3.1. Travaux de la phase 1**

6 Les travaux à réaliser suite à l'autorisation de la phase 1 par la Régie sont de deux  
7 ordres<sup>16</sup> :

- 8 • la mise en place d'une IMA ;
- 9 • l'installation de l'infrastructure de télécommunication et le remplacement de  
10 1,7 million de compteurs existants.

11 Au chapitre de la finalisation de l'intégration de l'IMA, le MDMS et le frontal d'acquisition  
12 de données sont pleinement opérationnels. L'IMA rencontre les attentes du Distributeur.  
13 Les compteurs de nouvelle génération installés sont pris en charge par le CEM et la  
14 facturation est basée sur les données réelles de consommation transmises à distance<sup>17</sup>.  
15 L'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et très stable, au-delà  
16 même des attentes des spécialistes du Distributeur impliqués dans le projet.

17 À l'égard du plan de remplacement des compteurs, la topologie du réseau IMA du territoire  
18 visé par la phase 1 est terminée et l'installation des routeurs et des collecteurs, complétée  
19 à 75 %, se déroule telle que prévue. Au 25 octobre 2013, le Distributeur a procédé à  
20 l'installation de près de 45 % des compteurs de la phase 1. Au 31 décembre 2013, plus de  
21 1 million de compteurs de nouvelle génération devraient être installés et lus par le CEM.

22 Conformément aux normes S-E-02 et S-S-04 de Mesures Canada<sup>18</sup>, les contrôles de  
23 qualité des compteurs sont effectués en continu sur chacun des lots livrés. Les compteurs  
24 rencontrent les exigences de qualité prévues au contrat.

---

<sup>16</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 219.

<sup>17</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 26.

<sup>18</sup> Voir l'annexe B pour les principales normes applicables au projet.

**ENCADRÉ 2 : PERFORMANCES DU RÉSEAU IMA**

L'infrastructure technologique déployée s'avère très performante et très stable, au-delà même des attentes des spécialistes du Distributeur impliqués dans le projet.

- Les taux de lecture quotidiens obtenus atteignent 99,4 % ;
- Les clients sont facturés à partir d'un relevé réel dans 99,9 % des cas.

Les principales raisons ne permettant pas d'établir une facture sur le relevé réel du client sont liées au fait que le compteur de nouvelle génération n'est plus alimenté par le réseau. Cette situation peut survenir, par exemples, suite à des travaux chez le client, une interruption d'urgence ou une destruction du compteur (par accident ou incendie).

1 Le rythme d'installation dépasse la cadence initialement prévue avec un volume moyen  
2 pour le mois de septembre de plus de 6 k compteurs installés par jour avec des pointes  
3 allant jusqu'à plus de 8 k compteurs au début octobre. Le Distributeur constate que la  
4 courbe d'apprentissage des installateurs se stabilise. Le taux d'installation par jour entre le  
5 prestataire de services et les installateurs du Distributeur diffère. Cet écart est uniquement  
6 attribuable à la complexité des installations effectuées par chacun des deux groupes, les  
7 installateurs internes effectuant toutes les installations complexes. Ainsi, le taux de  
8 rendement moyen des installateurs du prestataire de services est de près de  
9 40 compteurs installés par jour, tandis que celui des installateurs du Distributeur est de  
10 30 compteurs installés par jour. Ces taux sont supérieurs à ceux prévus dans l'étude de  
11 faisabilité économique à la base du projet LAD. Par ailleurs, l'expérience du Distributeur  
12 en phase 1 démontre qu'il faut quelques mois à compter de son embauche pour qu'un  
13 installateur soit en mesure d'atteindre ces standards.

**ENCADRÉ 3 : RESSOURCES ENGAGÉES DANS LE DÉPLOIEMENT DE LA PHASE 1**

Le Distributeur, ses partenaires internes et le prestataire de services ont mobilisé plusieurs ressources dans le déploiement de la phase 1 du projet LAD, notamment :

- une équipe sur le terrain totalisant près de 225 installateurs de compteurs ;
- près de 45 ressources impliquées, dans leur domaine respectif, dans la mise en place de l'infrastructure de télécommunication ;
- un centre d'appels de Capgemini Québec composé de 20 agents ;
- une flotte d'environ 200 véhicules.

D'autres ressources sont impliquées dans les différents processus liés à la planification, à l'ordonnancement des activités, à l'assurance qualité, au support opérationnel, au maintien des infrastructures informatiques, au suivi du projet, aux communications et autres activités reliées au projet.

**3.2. Travaux des phases 2 et 3**

1 Les travaux des phases 2 et 3 consistent principalement en la mise en place de  
2 l'infrastructure de télécommunication et l'installation des compteurs de nouvelle génération  
3 sur l'ensemble du territoire desservi par le Distributeur, à l'exception des zones visées par  
4 la phase 1.

5 Conformément à l'approche retenue dans la phase 1, le remplacement des compteurs se  
6 réalisera de façon accélérée par zone. En effet, pour permettre de tirer avantage d'un  
7 réseau IMA, une masse critique de compteurs et les équipements de télécommunication  
8 (routeurs et collecteurs) y afférents doivent être mis en place afin de permettre le maillage  
9 des différentes composantes du système. Le remplacement de l'ensemble des compteurs  
10 d'un bureau d'affaires permet de mettre fin à la relève manuelle et de profiter  
11 immédiatement des gains d'efficacité. Par ailleurs, dans sa décision D-2012-127, la Régie  
12 souligne également que l'étalement dans le temps du déploiement du projet aurait  
13 notamment comme impact de changer la configuration du réseau et les gains  
14 d'efficacité<sup>19</sup>.

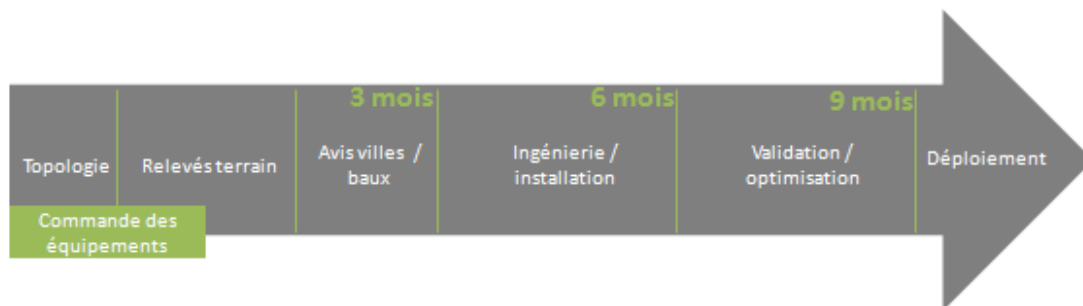
<sup>19</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 378.

**Mise en place de l'infrastructure de télécommunication**

1 Les travaux visant la mise en place de l'infrastructure de télécommunication devront  
2 débuter de six à neuf mois avant le début des premières installations des compteurs de  
3 nouvelle génération. En effet, l'infrastructure de télécommunication permet au réseau  
4 maillé de se constituer, de manière à ce que les compteurs soient lus par le frontal  
5 d'acquisition dès leur installation. L'infrastructure de télécommunication représente un  
6 élément essentiel de l'IMA, en permettant aux compteurs de mettre à jour leur système  
7 d'exploitation et en assurant le respect du niveau de sécurité élevé, attendu et requis par  
8 le Distributeur. En effet, suite à leur installation, les compteurs complètent leur sécurité  
9 avancée en communiquant avec le réseau de télécommunication.

10 La figure 1 illustre les étapes de mise en place des routeurs et des collecteurs, préalables  
11 à l'installation des compteurs.

**FIGURE 1 : ÉTAPES PRÉALABLES À L'INSTALLATION DES COMPTEURS**



12

13 Le Distributeur effectue d'abord la topologie et les relevés de terrain. Il procède ensuite à  
14 l'envoi d'avis et à la négociation des baux lorsque nécessaire, puis à l'ingénierie. À l'instar  
15 de la phase 1, l'installation des routeurs sera effectuée par le personnel du Distributeur,  
16 tandis que celle des collecteurs sera effectuée par des employés du groupe - Technologie  
17 d'Hydro-Québec. Toutefois, au-delà du temps imparti pour ces activités, le Distributeur doit  
18 prévoir du temps additionnel afin d'être en mesure de revoir ses hypothèses de départ  
19 suite à la découverte de conditions imprévues, comme, par exemple, lorsque  
20 l'emplacement choisi s'avère ne pas être disponible parce qu'il est déjà réservé à des fins  
21 incompatibles. Suite à l'installation des équipements de télécommunication, le Distributeur  
22 procède à une période de rodage essentielle pendant laquelle il effectue des tests afin de  
23 s'assurer de la performance du réseau et de son optimisation. Ce n'est qu'une fois ces  
24 étapes franchies qu'il est possible d'installer les compteurs.

**Installation des compteurs de nouvelle génération**

1 Le Distributeur prévoit débiter l'installation des compteurs au plus tard au début de juillet  
 2 2014 et, au plus tôt, dès l'autorisation du projet par la Régie. Le déploiement des  
 3 compteurs se terminera à la fin du second trimestre de 2018. Le Distributeur présente  
 4 l'échéancier de déploiement à la figure 2.

**FIGURE 2 : ÉCHÉANCIER D'INSTALLATION DES COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION**



5 Pour l'installation des compteurs, le Distributeur a recours aux services d'un installateur  
 6 externe, ce qui lui permet de soutenir un rythme d'installation élevé, tout en ne mettant pas  
 7 en péril ses opérations courantes. Le rôle du prestataire de services est d'effectuer les  
 8 installations les plus simples de la phase 2. Ainsi, la très grande majorité des compteurs  
 9 de la clientèle résidentielle est installée par les employés de la firme Capgemini Québec.  
 10 Les autres compteurs (dont ceux des clients commerciaux et industriels) de la phase 2 et  
 11 ceux de la phase 3 sont installés par des employés du Distributeur. Cette stratégie  
 12 d'installation des compteurs ne présente pas de différence par rapport à ce qui était  
 13 envisagé lors de l'analyse du projet LAD dans le dossier R-3770-2011. Il faut noter que le  
 14 Distributeur exige du prestataire de services des qualifications et un niveau de sécurité  
 15 conformes à ses règles.

16 Afin de maximiser les gains d'efficience, le Distributeur privilégie une séquence  
 17 d'intervention qui permet de réaliser un maximum d'installations de compteurs dans une  
 18 zone géographique sur une courte période, tout en minimisant le nombre de passages  
 19 dans la zone. L'approche du Distributeur est celle présentée dans le dossier R-3770-2011  
 20 et mise en œuvre dans la phase 1. Les bureaux d'affaires faisant l'objet du plan de

- 1 déploiement des compteurs de nouvelle génération des phases 2 et 3 sont présentés au  
2 tableau 1.

**TABLEAU 1 : BUREAUX D’AFFAIRES DES PHASES 2 ET 3**

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	

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

- 3 Le déploiement des compteurs se fera de façon séquentielle par phase, la fin des  
4 installations en décroissance de la phase 2 chevauchant le début des installations en  
5 croissance de la phase 3, afin de maintenir la cadence d’installation. Le Distributeur  
6 privilégie d’abord le déploiement dans les zones plus densément peuplées de la phase 2,  
7 ce qui lui permet de générer rapidement des gains d’efficience. Toutefois, pour des  
8 considérations d’efficience, de flexibilité et de logistique, le Distributeur entend désormais  
9 déployer simultanément les zones des phases 2 et 3, lorsqu’il estimera que les conditions  
10 le requièrent : disponibilité de la main-d’œuvre dans une région plutôt qu’une autre,  
11 emplacement des entrepôts en location favorisant le déploiement des zones adjacentes et  
12 autres considérations opérationnelles.
- 13 Le tableau 2 présente le nombre de compteurs qui seront remplacés par phase, par année  
14 et par trimestre. Dans l’ensemble, le découpage présenté respecte celui déposé lors de  
15 l’analyse du projet LAD dans le dossier R-3770-2011.



**TABEAU 2 : NOMBRE DE COMPTEURS EXISTANTS REMPLACÉS  
 PAR PHASE, PAR ANNÉE ET PAR TRIMESTRE  
 (EN K)**

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
Chevauchement des installations				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

### **Gestion du projet**

1 À l'instar de la phase 1, le Distributeur agit comme maître d'œuvre et intégrateur principal  
 2 du projet<sup>20</sup>. C'est ainsi qu'une équipe dédiée, le bureau de projet, continuera d'assurer la  
 3 gestion du projet LAD et la conduite du plan de remplacement des compteurs. Le bureau  
 4 de projet fait un suivi serré des coûts du projet et voit à concrétiser et à suivre les gains  
 5 d'efficacité générés par le projet LAD<sup>21</sup>.

### **3.3. Échéancier critique des travaux de la phase 2**

6 Tel que mentionné précédemment, suite à l'autorisation du projet par la Régie, le  
 7 Distributeur débutera l'installation des compteurs de la phase 2 au plus tard au début de  
 8 juillet 2014. Pour éviter un bris dans la cadence d'installation des compteurs entre la  
 9 phase 1 et la phase 2, la mise en place préalable des routeurs et des collecteurs de la  
 10 phase 2 est une condition essentielle, tout comme cela a été le cas de la phase 1. Or,  
 11 pour être en mesure de démarrer l'installation des compteurs de la phase 2 au début du

<sup>20</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 36.

<sup>21</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 351, 364 et 531.

1 troisième trimestre de 2014, la mise en place des équipements de télécommunication  
2 devra commencer au plus tard au début de 2014.

3 Un retard dans le début de l'installation des compteurs de la phase 2 pourrait avoir des  
4 conséquences importantes sur les coûts et l'échéancier de déploiement du projet. En effet,  
5 en cas de report du début de la phase 2, le Distributeur, ses partenaires internes et le  
6 prestataire de services devraient débaucher un nombre important d'employés  
7 expérimentés, sans assurance de leur disponibilité lors de la reprise des activités de  
8 déploiement. Lors du redémarrage des installations, il serait probable que de nouveaux  
9 employés devraient être embauchés et formés.

10 Alternativement, le maintien des équipes en place, sans toutefois être en mesure de les  
11 occuper pleinement, engendrerait des coûts additionnels, notamment chez les employés  
12 permanents du Distributeur et de ses partenaires internes.

13 Un retard dans le déploiement de la phase 2 pourrait engendrer les impacts suivants :

- 14 • une hausse des coûts prévus relatifs à l'embauche et à la formation des  
15 employés ;
- 16 • des coûts additionnels à assumer liés au maintien des activités, notamment quant  
17 aux frais de la logistique d'entreposage, de la location du matériel roulant et de  
18 renégociation des contrats existants ;
- 19 • des délais dans l'échéancier prévu reliés aux activités d'embauche et de  
20 formation, de même qu'à la diminution temporaire de la cadence d'installation liée  
21 à la courbe d'apprentissage des nouveaux installateurs.

22 Ces impacts auront une incidence sur la matérialisation des gains d'efficience attendus.

23 Par ailleurs, le Distributeur constate que l'accueil favorable des clients, les coûts anticipés  
24 pour la phase 1 inférieurs à ceux prévus, le rythme d'installation des compteurs constaté  
25 au cours des semaines, bien supérieur à celui prévu, sont des éléments qui militent pour  
26 la poursuite du déploiement dans les phases 2 et 3. Les résultats présentés dans le suivi  
27 trimestriel du 30 septembre 2013 permettent d'ailleurs à la Régie d'apprécier l'état  
28 d'avancement des travaux réalisés et à venir de la phase 1. Ces résultats probants  
29 permettent de déposer un dossier complet à la Régie.

30 Pour ces raisons, le Distributeur demande respectueusement à la Régie de rendre une  
31 décision prioritaire l'autorisant à débiter, dès décembre 2013, les travaux de mise en  
32 place des équipements de télécommunication dans les régions de Châteauguay, Granby,

1 Saint-Hyacinthe, Saint-Jean-sur-Richelieu, Sorel, Valleyfield et Vaudreuil, de même que  
2 sur les installations d'Hydro-Québec telles que des postes, des immeubles ou des terrains  
3 appartenant à Hydro-Québec. Le choix de ces bureaux d'affaires est dicté par le fait qu'il  
4 s'agit de régions densément peuplées. Ainsi, alors que les équipes expérimentées  
5 débiteront l'installation des compteurs dans certaines de ces régions, le prestataire de  
6 services procédera à l'embauche et à la formation des installateurs locaux pour les autres  
7 régions de la phase 2. L'installation des équipements sur les installations d'Hydro-Québec  
8 est facile et permet d'ouvrir rapidement de nouvelles zones pour le déploiement. En  
9 effectuant ces installations en début de déploiement des phases 2 et 3, le Distributeur  
10 accroît d'abord sa flexibilité opérationnelle, et peut ensuite concentrer ses efforts à la mise  
11 en place des équipements de télécommunication des autres régions non ciblées par la  
12 décision prioritaire.

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

#### **4. APPROCHE RÉGLEMENTAIRE**

17 Dans le cadre du dossier R-3770-2011, le Distributeur avait choisi de présenter le  
18 projet LAD en trois phases distinctes, chacune des phases faisant l'objet d'une demande  
19 d'autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la Loi. Le choix des phases se justifiait  
20 par l'ampleur et la durée du projet LAD. Dans sa décision D-2012-127, « la Régie  
21 considère que cette approche est adéquate et prudente »<sup>22</sup>.

22 Cependant, outre la mise en place de l'IMA dans la phase 1, peu d'éléments distinguent  
23 une phase des autres phases quant au plan de remplacement des compteurs, sinon les  
24 volumes de compteurs à installer et la densité de la clientèle des territoires visés.

25 D'abord, le Distributeur rappelle qu'une proportion importante des coûts prévus dans les  
26 phases 2 et 3 est fixée par contrat (voir la section 5.1.3). De plus, les coûts anticipés de la  
27 phase 1 à ce jour et le rythme d'installation des compteurs observé font en sorte que le  
28 Distributeur est confiant que les hypothèses en matière d'installation d'équipements et de

---

<sup>22</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 523.

1 remplacement de compteurs, qui avaient été établies sur la base de son expérience, se  
2 concrétisent dans les phases 2 et 3 (voir la section 5.1).

3 Par ailleurs, l'infrastructure technologique déployée dans la phase 1 du projet s'avère très  
4 performante et très stable, au-delà même des attentes des spécialistes du Distributeur  
5 impliqués dans le projet (voir la section 3.1). Ainsi, le Distributeur prévoit également un  
6 haut niveau de performance de l'infrastructure technologique pour les phases 2 et 3,  
7 même si la densité de la clientèle est moindre dans les territoires visés.

8 Le Distributeur rappelle que, lors du dépôt de la demande d'autorisation de la phase 1, il  
9 avait envisagé l'emploi de liens satellites pour établir la communication avec les  
10 compteurs de nouvelle génération là où la couverture cellulaire n'était pas disponible.  
11 Considérant l'augmentation de la couverture cellulaire des dernières années, le  
12 Distributeur a décidé d'utiliser les liens cellulaires pour une grande majorité des collecteurs  
13 des territoires visés par les phases 2 et 3. Grâce à cette meilleure couverture cellulaire, le  
14 Distributeur est d'avis que la poursuite du déploiement des télécommunications avec la  
15 technologie utilisée dans la phase 1 demeure la plus économiquement viable à court et  
16 moyen terme.

17 Par ailleurs, les travaux réalisés jusqu'à présent dans la phase 1 montrent que  
18 l'infrastructure technologique dans les zones moins densément peuplées ou dans les  
19 zones limitrophes serait plus performante si le déploiement n'était pas limité au territoire  
20 de la phase 2, mais incluait les zones contigües de la phase 3. C'est également pour des  
21 raisons d'efficacité et de logistique que le Distributeur entend désormais déployer  
22 simultanément les phases 2 et 3, lorsqu'il estimera que les conditions le requièrent (voir la  
23 section 3.2).

24 Compte tenu de l'ensemble des considérations précédentes, le Distributeur juge opportun  
25 de présenter une demande d'autorisation unique pour les phases 2 et 3 du projet LAD.

## **5. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

1 Dans le dossier R-3770-2011, le coût total du projet LAD était établi à 997,4 M\$. Cette  
2 somme incluait des investissements de 839,9 M\$ et des charges d'exploitation en cours  
3 de projet de 157,4 M\$<sup>23</sup>. Le Distributeur intégrait une contingence sur les éléments de  
4 coûts du projet LAD susceptibles de varier, laquelle était de 21,3 M\$ pour les  
5 investissements et de 8,1 M\$ pour les charges d'exploitation<sup>24</sup>. Le Distributeur précise que  
6 les rubriques et le détail des coûts du projet LAD ont fait l'objet d'une analyse approfondie  
7 par la Régie et les intervenants lors de l'étude de la demande d'autorisation de la phase 1.  
8 Au paragraphe 331 de sa décision D-2012-127<sup>25</sup>, la Régie note que : « (...) même si le  
9 Projet [LAD] n'est pas sans risque, la preuve soumise à la Régie tend à indiquer que le  
10 budget du Projet est comparable à ce qui s'est fait ailleurs et même élevé (...). »

11 Dans sa décision D-2012-127, la Régie autorise la réalisation de la phase 1 d'un coût total  
12 de 440,5 M\$<sup>26</sup>.

### **5.1. Coûts des phases 2 et 3**

13 Les coûts des phases 2 et 3 du projet LAD, présentés au tableau 3, totalisent 557,6 M\$.  
14 La part des investissements est de 439,5 M\$ à laquelle s'ajoutent des charges  
15 d'exploitation en cours de projet de l'ordre de 118,1 M\$. Pour les phases 2 et 3, le  
16 Distributeur a prévu une contingence de 13,3 M\$ aux investissements et de 5,9 M\$ aux  
17 charges d'exploitation. Les coûts prévus pour les phases 2 et 3 sont en lien avec ceux  
18 déposés dans le cadre du dossier R-3770-2011, mais décalés dans le temps pour tenir  
19 compte du report du début du déploiement initialement planifié pour juin 2012.

20 L'expérience acquise dans la phase 1 a permis de confirmer que les hypothèses de coûts  
21 déposées dans le cadre du dossier R-3770-2011 s'avèrent valides pour les phases 2 et 3.  
22 En effet, les hypothèses initialement émises prenaient en compte les éléments spécifiques  
23 des phases 2 et 3. Il n'y a donc pas lieu de les réviser.

<sup>23</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 51.

<sup>24</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 53 et 335.

<sup>25</sup> Voir également le paragraphe 330.

<sup>26</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), page 121.

**TABLEAU 3 : COÛTS DES PHASES 2 ET 3 DU PROJET LAD (2014-2018)  
(EN M\$)**

	2014	2015	2016	2017	2018	Total
<b>Investissements</b>	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
<b>Charges d'exploitation</b>	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
<b>Total</b>	122,8	193,1	112,0	89,2	40,6	557,6

Note : Le déploiement se termine à la fin du deuxième trimestre de 2018.

### 5.1.1. Investissements

1 Le coût d'achat et d'installation des compteurs totalise 342,3 M\$. Les prix des compteurs  
 2 et le coût des installations effectuées par le prestataire de services, la firme  
 3 Capgemini Québec, découlent des appels de propositions réalisés dans le cadre des  
 4 travaux préparatoires<sup>27</sup>. Les deux fournisseurs de compteurs sont Landis+Gyr (pour un  
 5 maximum de 80 % des compteurs) et Elster (pour un minimum de 20 % des compteurs).  
 6 Le bureau de projet fera l'acquisition des compteurs de nouvelle génération selon le  
 7 rythme de déploiement prévu. Le coût des installations effectuées par le personnel du  
 8 Distributeur suit les coûts de prestation. Le coût d'installation est également composé des  
 9 frais d'assurance qualité et des travaux effectués par les maîtres électriciens<sup>28</sup>. Les  
 10 résultats de la phase 1 confirment la justesse des hypothèses quant au coût des  
 11 installations effectuées par les employés du Distributeur. Conséquemment, le Distributeur  
 12 n'entrevoit donc pas d'enjeu à cet égard.

<sup>27</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 219.

<sup>28</sup> Ces éléments étaient sous la rubrique « Investissements autres » dans le dossier R-3770-2011.

1 Le coût d'achat et d'installation des équipements de télécommunication (collecteurs et  
2 routeurs) est de 73,4 M\$. Le coût d'achat est le résultat d'un des appels de propositions  
3 réalisé dans le cadre des travaux préparatoires<sup>29</sup>. Le bureau de projet en fera l'acquisition  
4 auprès du fournisseur Landis+Gyr selon le rythme de déploiement prévu. Le coût  
5 d'installation des équipements de télécommunication est une estimation qui tient compte  
6 des difficultés inhérentes à l'activité en région (distance à parcourir, topologie des lieux) et  
7 les hypothèses à la base de l'estimation se confirment par l'expérience acquise dans la  
8 phase 1.

9 Les coûts du bureau de projet de 21,4 M\$ comprennent les coûts liés à la gouvernance du  
10 projet, aux opérations de déploiement et au suivi de la technologie. Les activités du  
11 bureau de projet ne diffèrent pas de celles qui lui ont été attribuées dans le cadre de la  
12 phase 1.

13 Les frais d'emprunt à capitaliser de 2,4 M\$ sont calculés avec le taux de rendement de la  
14 base de tarification du Distributeur, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision  
15 D-2004-47. Ils ont été calculés avec un taux de rendement autorisé par la Régie dans la  
16 décision D-2011-028 de 7,264 %. Le Distributeur n'a pas actualisé les frais d'emprunt à  
17 capitaliser avec le taux de 6,380 % autorisé par la Régie dans sa décision D-2013-037,  
18 compte tenu du peu d'impact sur les coûts.

19 Au niveau des investissements, la contingence est intégrée dans chacune des rubriques  
20 de coûts.

### **5.1.2. Charges d'exploitation en cours de projet**

21 Les charges d'exploitation comprennent les coûts de relocalisation des employés assignés  
22 aux processus actuels de relève et de recouvrement (interruption et remise en service),  
23 pour un montant de 23,9 M\$.

24 Dans le cadre de la phase 1, les efforts de relocalisation réalisés par le Distributeur ont fait  
25 en sorte que certains des releveurs permanents ont été réaffectés dans les zones non  
26 encore visées par le déploiement. Ces employés permanents devront éventuellement être  
27 replacés dans d'autres emplois au sein de l'entreprise.

---

<sup>29</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 219.

1 Le Distributeur rappelle que les coûts de relocalisation prennent en compte le degré de  
2 difficulté de remplacement lié au bassin de postes disponibles et au lieu de travail. Dans le  
3 dossier R-3770-2011, le Distributeur a pris comme hypothèses que la période moyenne de  
4 relocalisation d'un employé en région urbaine serait d'au plus de 6 mois, et que cette  
5 période serait d'au plus de 12 mois pour un employé en région semi-urbaine et d'au plus  
6 de 24 mois pour un employé en région rurale. Ces hypothèses sont conservées dans le  
7 présent dossier. Quant aux employés temporaires, leurs postes étant abolis, il n'y a donc  
8 pas de frais de relocalisation.

9 Les charges des TI de 45,6 M\$ incluent les frais de licences, de leur maintenance et de  
10 leur exploitation.

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

14 Les charges diverses de 30,5 M\$ se composent principalement des frais reliés à la  
15 formation, à la communication, aux campagnes d'information, à l'activité clientèle (pendant  
16 la période d'installation des compteurs), ainsi que de la contingence. Au chapitre des  
17 activités de communication, le nombre plus élevé de municipalités et la superficie plus  
18 vaste des territoires à parcourir dans les phases 2 et 3 entraîneront sans aucun doute des  
19 coûts conformes à ceux prévus dans le dossier R-3770-2011, donc plus élevés que les  
20 coûts observés de la phase 1.

### ***5.1.3. Contingence***

21 Le Distributeur a intégré une contingence sur les composantes de coûts non garantis par  
22 contrat et susceptibles de varier. Ainsi, au niveau des investissements, aucune  
23 contingence n'a été prévue à l'égard des compteurs, des équipements de  
24 télécommunication et de la portion des installations qui seront réalisées par le prestataire  
25 de services à coût fixe par compteur.

26 Le Distributeur juge prudent de conserver les hypothèses relatives aux montants de  
27 contingence évalués pour le projet LAD. Ainsi, pour les phases 2 et 3, une contingence de  
28 13,3 M\$ est prévue aux investissements sur la base d'un taux de 12 % appliqué sur le  
29 coût d'installation des compteurs réalisée à l'interne, les frais d'assurance qualité, le coût  
30 des travaux effectués par les maîtres électriciens et du coût d'installation des équipements



1 de télécommunication<sup>30</sup>. Ce taux a été établi sur la base des risques estimés pour  
2 chacune de ces composantes de coûts internes et en tenant compte de l'expérience du  
3 Distributeur dans l'installation de compteurs.

4 De même, une contingence de 5,9 M\$ est prévue sur les charges d'exploitation. Celle-ci  
5 est calculée sur la base d'un taux de 12 % appliqué sur l'ensemble des charges  
6 d'exploitation à l'exclusion des TI et de la télécommunication.

7 Au paragraphe 363 de sa décision D-2012-127, la Régie se montre satisfaite de la preuve  
8 du Distributeur. Elle note que certains faits offrent une garantie raisonnable que le  
9 projet LAD sera réalisé à l'intérieur des coûts présentés, notamment<sup>31</sup> :

- 10 • les compteurs de nouvelle génération sont fournis à prix déterminés par contrats ;
- 11 • les routeurs et les collecteurs sont achetés à prix déterminé par contrat ;
- 12 • les services de télécommunication sont offerts par une grande entreprise à  
13 conditions établies par contrat ;
- 14 • la sous-traitance d'une portion importante des opérations d'installation des  
15 compteurs est à coût fixe et sujette à des indicateurs de performance ;
- 16 • des contingences sont prévues pour les coûts non garantis par contrats.

17 À l'égard des coûts non garantis par contrats, la justesse de plusieurs hypothèses se  
18 concrétise lors la réalisation de la phase 1, notamment quant aux coûts des installations  
19 effectuées par le personnel du Distributeur. Conséquemment, le Distributeur est encore  
20 plus confiant que les phases 2 et 3 du projet LAD puissent être réalisées à l'intérieur des  
21 coûts prévus. Considérant uniquement le plan de remplacement des compteurs, les  
22 principales différences au niveau des coûts, entre la phase 1 et les phases 2 et 3, sont la  
23 superficie du territoire à parcourir et le nombre plus élevé de municipalités impliquées. Ces  
24 éléments ont été pris en compte dans l'établissement des hypothèses de coûts. Ainsi, bien  
25 qu'il anticipe au 30 septembre 2013 un écart favorable des coûts prévus de la phase 1, le  
26 Distributeur considère que les facteurs qui ont permis de générer cet écart favorable  
27 pourraient ne pas se concrétiser dans les phases 2 et 3. Par conséquent, par souci de  
28 prudence, le Distributeur ne modifie pas ses hypothèses de coûts et ne réduit pas les  
29 montants de contingence pour les phases 2 et 3.

---

<sup>30</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 53 et 335 à 337.

<sup>31</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 329, 333, 363 et 528.

1 Le tableau 4 présente les montants annuels de contingence.

**TABLEAU 4 : CONTINGENCE PRÉVUE PAR ANNÉE  
(EN M\$)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Investissements	1,7	3,6	3,7	3,0	1,3	-	13,3
Charges d'exploitation	1,9	2,1	0,7	0,2	0,7	0,4	5,9
<b>Total</b>	<b>3,6</b>	<b>5,7</b>	<b>4,3</b>	<b>3,2</b>	<b>2,0</b>	<b>0,4</b>	<b>19,2</b>

Note : Le déploiement se termine à la fin du deuxième trimestre de 2018. La contingence de 2019 est liée aux coûts de relocalisation. Dans le tableau 3, la contingence de 2019 est incluse dans les coûts de l'année 2018.

## 6. PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET

2 Les mesures de mitigation visent principalement à assurer une diminution des risques liés  
3 notamment aux aspects opérationnels du déploiement tel que le rythme d'installation et la  
4 stratégie de déploiement. Dans le cadre de la demande pour la phase 1, le Distributeur  
5 avait identifié les risques suivants :

- 6 • dépassement de coûts ;
- 7 • acceptabilité de la clientèle au remplacement des compteurs ;
- 8 • défaillance TI ;
- 9 • sécurité des TI et de télécommunication ;
- 10 • ressources humaines ;
- 11 • gouvernance du projet LAD.

12 À la lumière de l'expérience acquise en phase 1, le Distributeur n'entrevoit pas de risques  
13 additionnels pour les phases 2 et 3 du projet LAD. Le Distributeur maintient un suivi serré  
14 des principaux risques bien que la probabilité qu'ils se concrétisent est à ce jour  
15 considérée comme faible.

### **6.1. Dépassement de coûts**

1 Bien que les risques relatifs aux dépassements de coûts demeurent présents<sup>32</sup>, le  
2 Distributeur considère la probabilité d'occurrence faible.

3 Tel que mentionné précédemment, la Régie s'est dite satisfaite de la preuve du  
4 Distributeur qu'elle résume ainsi au paragraphe 333 de sa décision D-2012-127<sup>33</sup> :

5 La preuve indique que les coûts d'achats [sic] et d'installation des [compteurs de  
6 nouvelle génération] (CNG) sont garantis par contrats et sujets à des indicateurs  
7 de performance [note de base de page omise]. La preuve est également à l'effet  
8 que les routeurs, les collecteurs, le MDMS et le frontal d'acquisition font  
9 également l'objet de prix fermes négociés et garantis par contrats [note de bas  
10 de page omise].

11 Les coûts des travaux des phases 2 et 3 sont constitués en grande partie par l'achat et  
12 l'installation d'appareils et d'équipements à coûts fixes. Toutefois, les compteurs de la  
13 phase 3 seront installés uniquement par le personnel du Distributeur.

14 Pour les phases 2 et 3, le risque de dépassement de coûts est principalement lié à  
15 l'étendue du territoire, mais ce dernier est limité par le fait que la technologie implantée  
16 s'est avérée performante et stable pour la phase 1. Le Distributeur considère qu'il en sera  
17 de même en phases 2 et 3.

18 L'expérience du Distributeur en phase 1 démontre la justesse de ses hypothèses de  
19 départ. Par ailleurs, le Distributeur a mis en place un bureau de projet qui effectue un suivi  
20 serré pour s'assurer du respect des coûts prévus et maintiendra ce suivi tout au long des  
21 phases 2 et 3.

22 Par ailleurs, le Distributeur souligne que le coût total du projet LAD ne doit pas dépasser  
23 de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec,  
24 auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Advenant un éventuel et  
25 mais peu probable dépassement de coûts du projet LAD, le Distributeur en informera la  
26 Régie en temps opportun.

---

<sup>32</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 529.

<sup>33</sup> Voir également les paragraphes 52, 332 à 338 et 361 de la décision D-2012-127.

## **6.2. Acceptabilité de la clientèle au remplacement des compteurs**

- 1 La majorité des clients accueillent favorablement le projet. Ce constat est confirmé par les  
2 installateurs sur le terrain. Des éléments tels que le bon déroulement des installations sur  
3 le terrain et le faible taux d'adhésion à l'option de retrait<sup>34</sup> le corroborent. De plus, le  
4 Distributeur reçoit peu d'appels ou de demandes de clients relativement au projet. Il  
5 s'efforce d'y répondre sur une base individuelle et n'hésite pas à revoir au besoin les outils  
6 de communication<sup>35</sup>.
- 7 La perception favorable des clients est également reflétée dans les sondages de  
8 satisfaction de la clientèle au niveau de l'installation du compteur. Quant aux plaintes  
9 reçues par le Distributeur et le prestataire de services, leur taux s'avère très faible<sup>36</sup>.
- 10 L'ensemble de ces facteurs permettent de conclure que la probabilité d'occurrence de ce  
11 risque est faible.

### **ENCADRÉ 4 : ACCEPTABILITÉ DE LA CLIENTÈLE AU REMPLACEMENT DES COMPTEURS**

La majorité des clients accueillent favorablement le projet LAD :

- 634 k compteurs de nouvelle génération installés et lus par le CEM ;
- moins de 2 k compteurs non communicants installés soit un taux d'adhésion à l'option de retrait de 0,3 % bien en-deçà de celui de 1 % prévu dans le cadre du dossier R-3770-2011 ;
- faible nombre de demandes (appels téléphoniques et courriels) des clients relatives au projet LAD ;
- moins de 200 plaintes reçues par le Distributeur et le prestataire de services, soit 0,03 % des compteurs installés ;
- taux de satisfaction de 8,8 sur 10 à l'égard de l'installation du compteur de nouvelle génération effectuée par les installateurs du Distributeur et de 8,6 sur 10 à l'égard des installations réalisées par les installateurs du prestataire de services.

Note : Données au 30 septembre 2013.

<sup>34</sup> D-2012-128 (R-3788-2012).

<sup>35</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 485.

<sup>36</sup> Voir la section 6 de la pièce HQD-1, document 2.

1 Par ailleurs, la Régie a accepté que le périmètre du projet LAD se limite aux seules  
2 fonctionnalités de l'automatisation de la relève et de l'interruption et la remise en service à  
3 distance<sup>37</sup>, afin d'en favoriser l'acceptabilité sociale. Il faut constater que la stratégie du  
4 Distributeur, dictée par l'expérience vécue par certaines entreprises de distribution  
5 d'électricité<sup>38</sup>, était adéquate.

### **6.3. Défaillance TI**

6 L'expérience vécue par le Distributeur au moment du dépôt de la présente demande  
7 permet de confirmer que la probabilité d'occurrence du risque de défaillance TI est faible  
8 puisque la solution est maintenant implantée et stable. La gestion de l'infrastructure  
9 technologique est intégrée à la gouvernance des TI chez Hydro-Québec et est conforme  
10 aux différents encadrements de l'entreprise. Au-delà de la gouvernance des TI, le bureau  
11 de projet a choisi de maintenir un suivi rigoureux de cet élément de risque.

### **6.4. Sécurité des TI et de la télécommunication**

12 Au niveau de la sécurité des TI et de la télécommunication, le Distributeur maintient ses  
13 mesures préventives dont le chiffrement des données, le contrôle des accès, la signature  
14 des commandes, la journalisation des événements, la surveillance du réseau, la  
15 redondance et la réalisation de tests d'intrusion. Une vigie est effectuée en continu pour  
16 adapter les mesures de sécurité aux normes les plus élevées. La Régie s'est déclarée  
17 « satisfaite des mesures de sécurité (...) prises par le Distributeur afin que les données  
18 enregistrées par les [compteurs de nouvelle génération] (CNG) et transmises par l'IMA ne  
19 soient pas interceptées par des tiers »<sup>39</sup>. A ce chapitre, le bureau de projet maintient aussi  
20 un suivi rigoureux des actions posées, même si la sécurité de la solution est intégrée à la  
21 gouvernance des TI de l'entreprise.

22 Par ailleurs, la Régie note également dans sa décision D-2012-127, que « (...) la preuve  
23 montre que le Distributeur exerce une vigie constante sur l'évolution des technologies de  
24 l'information et qu'il est actif au niveau des organismes internationaux œuvrant en la  
25 matière (...) »<sup>40</sup>.

---

<sup>37</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 17 et 484 à 493.

<sup>38</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 18 et 22.

<sup>39</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 516. Voir également les paragraphes 29, 33 et 512 à 517 sur les mesures prises par le Distributeur au sujet de la cybersécurité.

<sup>40</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 518.

### **6.5. Ressources humaines**

1 Dans sa décision D-2012-127, au plan des ressources humaines, la Régie note que « [l]a  
2 preuve montre que le Distributeur dispose actuellement d'une fenêtre d'opportunité pour  
3 réorganiser ses opérations sans créer d'inconvénients significatifs pour ses employés.<sup>41</sup> »  
4 Le risque identifié au niveau de la relocalisation des ressources est minimisé par la  
5 collaboration active des instances syndicales. La Direction générale de l'entreprise a pris  
6 le dossier en charge et le plan de relocalisation des ressources va au-delà du respect des  
7 conventions collectives puisque les syndicats collaborent dans la gestion des enjeux du  
8 projet. Le mécanisme de suivi du statut des effectifs et du bassin de relocalisation mis en  
9 place dans le cadre de la phase 1 du projet LAD est maintenu.

### **6.6. Gouvernance du projet LAD**

10 La réalisation de la phase 1 du projet permet de conclure que la gouvernance mise en  
11 place assure une couverture de tous les enjeux pressentis. Le projet continue d'être suivi  
12 de près et les mesures nécessaires sont mises en place pour assurer qu'il rencontre ses  
13 objectifs et les coûts prévus. L'approche retenue de diviser l'ensemble du projet en phases  
14 distinctes demeure pour les fins du déploiement, soit la phase 1 et les phases 2 et 3  
15 regroupées pour des fins d'efficience.

---

<sup>41</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 230. Voir également les paragraphes 231 et 232.

## 7. ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE

1 Dans le dossier R-3770-2011, l'analyse économique présentée au soutien de la preuve  
2 portait sur le projet LAD dans son ensemble<sup>42</sup>. Dans son analyse, le Distributeur compare  
3 le scénario IMA (le scénario du projet LAD) à un scénario de référence dans lequel il  
4 poursuit le remplacement progressif du parc de compteurs en service par des compteurs  
5 électroniques sur une période de 20 ans<sup>43</sup>. À l'égard de cette analyse économique, la  
6 Régie conclut, dans la décision D-2012-127, qu'elle doit « refléter l'ensemble des coûts du  
7 projet, y compris ceux des TI qui sont intrinsèques au Projet [LAD]. »<sup>44</sup> Les gains générés  
8 par le scénario IMA par rapport au scénario de référence sont par conséquent estimés à  
9 201,9 M\$ (actualisés 2011) sur 20 ans<sup>45</sup>.

10 Suite aux demandes de la Régie et des intervenants concernant les hypothèses sur  
11 lesquelles s'appuient les scénarios, le Distributeur a également confirmé les conclusions  
12 favorables de l'analyse économique du projet LAD, notamment par la réalisation de deux  
13 scénarios hypothétiques<sup>46</sup> :

- 14 • le remplacement des compteurs de nouvelle génération et des équipements de  
15 télécommunication du scénario IMA après 15 ans ;
- 16 • le remplacement annuel uniforme des compteurs en service par des compteurs  
17 électroniques du scénario de référence.

18 À l'instar de l'analyse économique, les scénarios hypothétiques ont permis de démontrer  
19 que le scénario IMA demeure toujours avantageux par rapport au scénario de référence.

20 Dans la décision D-2012-127, la Régie indique au paragraphe 314 que « [c]onsidérant  
21 l'état actuel des connaissances, la Régie est satisfaite de la preuve du Distributeur et des  
22 conclusions de ses analyses économiques. »<sup>47</sup>

---

<sup>42</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 522.

<sup>43</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 54 et 241. Par ailleurs, les scénarios IMA et de référence sont décrits aux paragraphes 55 à 56 et 242 à 254.

<sup>44</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 310.

<sup>45</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 257 et 311.

<sup>46</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 63 et 256. Les scénarios hypothétiques sont décrits aux paragraphes 260 à 265. Le Distributeur a également produit une analyse de sensibilité sur la période d'analyse (15 ans au lieu de 20 ans).

<sup>47</sup> Aux paragraphes 312 à 324 de la décision D-2012-127, la Régie émet une opinion favorable sur plusieurs aspects spécifiques de l'analyse économique du Distributeur.

1 Au paragraphe 525<sup>48</sup>, la Régie conclut en indiquant ce qui suit :

2 La Régie autorise le Projet, puisque les résultats des quatre analyses  
3 économiques, incluant les études de faisabilité, permettent de valider la  
4 robustesse du scénario IMA par rapport au scénario de référence. À cet égard,  
5 les intervenants ont proposé de nombreuses modifications aux hypothèses et  
6 modes de calcul des deux scénarios, ayant notamment pour conséquence  
7 d'augmenter les coûts du scénario IMA et de diminuer ceux du scénario de  
8 référence. Cependant, aucun résultat n'a permis à la Régie de conclure que le  
9 scénario IMA n'est pas le projet le plus rentable. [le Distributeur souligne]

10 Compte tenu du fait qu'elle portait sur l'ensemble du projet LAD, les conclusions de  
11 l'analyse économique présentée au soutien de la demande d'autorisation de la phase 1  
12 demeurent toujours valables.

### **7.1. Gains d'efficience attendus**

13 L'essentiel des bénéfices attendus du projet LAD<sup>49</sup>, et inclus dans l'analyse économique,  
14 reposent sur les gains d'efficience dans les activités reliées à la relève, aux interruptions et  
15 remises en service et au service à la clientèle, ainsi que de la mise en conformité des  
16 compteurs<sup>50</sup>. Ces gains résultent principalement d'une réduction de la masse salariale<sup>51</sup>.

17 L'impact du projet LAD sur les ressources humaines se traduit par l'abolition de  
18 726 postes d'ici la fin du déploiement de l'ensemble du projet<sup>52</sup>. Le Distributeur confirme  
19 qu'il demeure confiant de pouvoir réaliser ces gains par la poursuite des phases 2 et 3 du  
20 projet LAD, puisqu'ils proviennent du retrait d'activités et de processus précis, et que leur  
21 évaluation repose sur des faits<sup>53</sup>. Le bureau de projet, mis en place pour l'ensemble du  
22 projet LAD, a la responsabilité de voir à la concrétisation et au suivi de ces gains  
23 d'efficience<sup>54</sup>.

---

<sup>48</sup> Voir également le paragraphe 324.

<sup>49</sup> Plusieurs paragraphes de la décision D-2012-127 (R-3770-2011) traitent des gains d'efficience notamment, les paragraphes 19, 24, 44 à 47, 227 à 232, 348 à 351, 367 et 369.

<sup>50</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 350.

<sup>51</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 227.

<sup>52</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 227.

<sup>53</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 351.

<sup>54</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 364.



## **7.2. Autres solutions envisagées**

1 Le Distributeur ne présente pas d'autres solutions dans le cadre de la présente demande.

2 Tel que le souligne la Régie au paragraphe 526 de la décision D-2012-127 :

3 Quant aux autres solutions envisagées [note de bas de page omise] par le  
4 Distributeur pour le Projet [LAD], il faut rappeler que ce dernier a procédé à des  
5 appels d'offres pour obtenir des propositions ouvertes à toutes les technologies  
6 de communication disponible. Or, les offres reçues, qui répondaient aux  
7 objectifs d'assurer la pérennité du parc de compteurs, de réaliser des gains  
8 d'efficacité et de permettre l'offre de nouveaux services aux clients, se basaient  
9 sur la mise en place d'une technologie sans fil et l'acquisition de [compteurs de  
10 nouvelle génération] (CNG).

11 Le Distributeur compte donc poursuivre le déploiement de la technologie retenue pour la  
12 phase 1 du projet LAD. Au moment d'effectuer son choix technologique, le Distributeur  
13 était confiant d'avoir choisi une technologie mature et qui constitue la tendance du  
14 marché<sup>55</sup>. Les observations actuelles du Distributeur confirment par ailleurs que la  
15 technologie retenue constitue encore aujourd'hui la norme dans l'industrie et est largement  
16 déployée ailleurs dans le monde.

## **7.3. Analyses de sensibilité**

17 Le Distributeur a procédé à deux analyses de sensibilité, lesquelles ont été présentées  
18 dans le cadre du dossier R-3770-2011<sup>56</sup> :

- 19 • la majoration des coûts de relocalisation des employés ;
- 20 • la majoration des coûts d'investissements.

21 Dans la première analyse, le Distributeur fait l'hypothèse que la relocalisation des  
22 employés sera plus difficile que prévue et nécessitera le paiement de deux ans de salaires  
23 par employé affecté. Les coûts de relocalisation seraient alors haussés de 25 M\$  
24 (actualisés). La Régie conclut que « [c]ette analyse montre que le Distributeur conserve  
25 néanmoins une marge de manœuvre importante pour réaliser le Projet [LAD]. »<sup>57</sup>

26 Dans la seconde analyse, le Distributeur fait varier les coûts d'investissement jusqu'à ce  
27 qu'ils annulent la réduction de coûts escomptés entre le scénario de référence et le  
28 scénario IMA. La Régie conclut que « [c]omme 82 % des coûts du Projet [LAD] sont fixés  
29 par contrat, les résultats de cette analyse de sensibilité démontrent que les coûts variables

<sup>55</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 27, 28 et 203.

<sup>56</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 59 à 61 et 325.

<sup>57</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 325.

1 [non fixés par contrat] du Projet devraient augmenter de 54 % pour que les coûts des deux  
2 scénarios s'équivalentent.<sup>58</sup> »

3 Par ailleurs, l'analyse économique sur 15 ans au lieu de 20 ans, laquelle restreint les gains  
4 provenant du déploiement du scénario IMA, confirme de nouveau les conclusions relatives  
5 au projet LAD<sup>59</sup>.

## 8. IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

6 Dans le dossier R-3770-2011<sup>60</sup>, le Distributeur a présenté 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 nécessaires sous le  
9 scénario de référence et ceux nécessaires sous le scénario IMA, auquel s'ajoutent les  
10 charges d'amortissement accéléré et de radiation des 3,8 millions de compteurs en  
11 service qui sont remplacés durant le projet LAD. À cet égard, la Régie confirme, au  
12 paragraphe 379 de sa décision D-2012-127, que l'amortissement accéléré et la radiation  
13 font partie des coûts découlant du projet LAD à partir du moment où ce dernier est  
14 autorisé. L'impact tarifaire maximal sur les revenus requis se fait sentir au cours de la  
15 phase 1 du projet LAD<sup>61</sup>. Les résultats de l'analyse financière présentée dans le dossier  
16 R-3770-2011 demeurent toujours valides.

17 La Régie note au paragraphe 373 de la décision D-2012-127 que « [l]e Projet [LAD]  
18 devrait exercer une pression à la baisse sur les tarifs à compter de 2018, en raison des  
19 gains d'efficacité attendus provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation  
20 et de l'interruption et de la remise en service à distance. » Le Distributeur rappelle qu'il  
21 anticipe dès 2019 des gains récurrents évalués à 81 M\$ par année<sup>62</sup>. Cette conclusion  
22 demeure valide, considérant que, grâce aux gains d'efficacité attendus, le projet exercera  
23 à terme une pression à la baisse sur les tarifs<sup>63</sup>.

<sup>58</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 325.

<sup>59</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 62 et 324. L'analyse est présentée aux paragraphes 258 et 259.

<sup>60</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 64 et 370 à 379.

<sup>61</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 372.

<sup>62</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 44 et 349. Le délai, de 2018 à 2019, de l'obtention des gains annuels récurrents de 81 M\$ découle principalement du report du déploiement massif et de la révision du calendrier de déploiement de la phase 1.

<sup>63</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 523.

## **9. IMPACTS SUR LA QUALITÉ DU SERVICE**

1 Aux paragraphes 65 et 234 de sa décision D-2012-127, la Régie note que le projet LAD  
2 offre des bénéfices concrets et immédiats aux clients, soit :

- 3 • l'émission de factures basées sur leur consommation réelle et non estimée ;
- 4 • aucune visite requise à leur domicile ou à leur commerce pour les fins de la
- 5 relève ;
- 6 • une plus grande exactitude des données permettant également de développer des
- 7 solutions avantageuses pour la clientèle.

8 Suite au déploiement, ces bénéfices concrets se matérialiseront pour les clients des  
9 phases 2 et 3. Ainsi, au paragraphe 235 de sa décision D-2012-127, la Régie souligne que  
10 « [l']avantage de la facturation basée sur la lecture réelle des données enregistrées par les  
11 [compteurs de nouvelle génération] (CNG) n'est pas négligeable », compte tenu du  
12 nombre de plaintes des clients devant la Régie portant sur la consommation et la  
13 facturation de l'électricité.

14 Au chapitre des emménagements/déménagements, le Distributeur a traité, au 30  
15 septembre 2013, 51 k lectures à distance du compteur à la date de déménagement  
16 indiquée par le client sans autre intervention de sa part.

17 Au niveau de la gestion des pannes, le Distributeur a intégré les signaux provenant des  
18 compteurs de nouvelle génération à son algorithme de détection des pannes<sup>64</sup>. Ces  
19 signaux s'ajoutent à l'information communiquée par les clients signalant une panne par  
20 téléphone.

21 Le projet LAD doit également permettre l'interruption et la remise en service à distance et  
22 donc, une plus grande efficacité du service<sup>65</sup>. Les processus liés à la fonction  
23 d'interruption et de remise en service seront implantés dès le premier semestre de 2014.

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

---

<sup>64</sup> La fonctionnalité de détection des pannes, non incluse dans le périmètre du projet LAD, n'est toutefois pas implantée.

<sup>65</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphes 67 et 68.

**ENCADRÉ 5 : LES COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION ET LES RADIOFRÉQUENCES**

Le projet LAD ne présente pas d'impacts pour la santé des consommateurs.

À cet égard, la Régie indique aux paragraphes 387 et 480 de sa décision D-2012-127 que « (...) la preuve montre clairement qu'il n'y a pas lieu de s'inquiéter des effets de l'implantation des [compteurs de nouvelle génération] (CNG) sur la santé » et que « [[]es avis des autorités de santé publique et l'état de la recherche scientifique sur les impacts et les effets non thermiques de ce type de [radiofréquences] (RF) sur la santé confirment clairement qu'il n'y a aucun danger pour la santé ».

L'opinion de la Régie est basée, d'une part, sur une preuve technique imposante portant sur la puissance des radiofréquences auxquelles le public est exposé et celles des radiofréquences émises particulièrement par les compteurs de nouvelle génération et, d'autre part, sur l'opinion d'un médecin, spécialiste des impacts des radiofréquences sur la santé. La Régie a aussi pris en compte les opinions du Ministère de la santé et des services sociaux du Québec (MSSS), de Santé Canada et de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) à cet égard<sup>66</sup>.

L'analyse globale des connaissances scientifiques sur les effets sanitaires des radiofréquences n'a pas évolué depuis la décision D-2012-127 rendue par la Régie en octobre 2012 relative à l'autorisation de la phase 1 du projet LAD.

<sup>66</sup> D-2012-127 (R-3770-2011), paragraphe 394. L'opinion de la Régie à l'égard des impacts sur la santé est présentée aux paragraphes 387 et 390 à 483. La preuve du Distributeur est résumée aux paragraphes 70 à 83.

## **10. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

1 Au paragraphe 519 de sa décision D-2012-127, la Régie indique que :

2 Cette exigence réglementaire est satisfaite. (...), le Projet [LAD] comme tel n'a  
3 pas à être autorisé en vertu d'autres lois. Les attestations de conformité des  
4 équipements ont été déposées au présent dossier. À l'exception des [compteurs  
5 de nouvelle génération] (CNG) qui seront installés chez les clients, le  
6 Distributeur installe principalement les équipements de l'IMA sur ses propres  
7 installations (ex. poteaux, etc.). Ainsi, aucune autorisation légale spéciale n'est  
8 requise pour leur installation.

9 Depuis la décision D-2012-127, aucune disposition législative ou réglementaire n'a eu  
10 pour effet de soumettre le projet à une autorisation.

## **11. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE**

11 Les charges inhérentes au projet (charges d'exploitation, autres charges et rendement de  
12 la base de tarification) ainsi que les revenus de mise en conformité, l'ensemble totalisant  
13 27,9 M\$<sup>67</sup>, ont été inclus aux revenus requis de l'année témoin 2014 dans le cadre du  
14 dossier tarifaire 2014-2015 (R-3854-2013). Cependant, dans l'éventualité où le projet ne  
15 serait pas autorisé avant la décision de la Régie sur la demande tarifaire attendue au  
16 début du mois de mars, le Distributeur demande, conformément à la D-2012-024<sup>68</sup>, que  
17 ces coûts soient versés dans un compte d'écarts hors base de tarification jusqu'à ce  
18 qu'une autorisation du projet soit émise, la disposition de ce compte s'effectuant  
19 ultérieurement dans les revenus requis de la demande tarifaire subséquente.

---

<sup>67</sup> Voir le tableau 1 de la pièce HQD-4, document 2 (B-0019) du dossier R-3854-2013, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015*.

<sup>68</sup> D-2012-024 (R-3776-2011), paragraphes 128 et 129.

## **12. MODE DE SUIVI DU PROJET**

1 À compter de la date de la décision de la Régie relative aux phases 2 et 3, le Distributeur  
2 propose de présenter un suivi des résultats des phases 1, 2 et 3 du projet LAD sans  
3 distinction des phases. En effet, le Distributeur est d'avis qu'une répartition par phase  
4 n'apporterait pas de raffinement additionnel pertinent au suivi du projet LAD. Un suivi du  
5 rythme des installations des compteurs et de la concordance des coûts permettra de  
6 confirmer le bon déroulement du projet. Il en est de même d'une répartition des coûts  
7 prévus par trimestre. En effet, le Distributeur effectue ses prévisions et détermine ses  
8 objectifs sur une base annuelle aux fins de la gestion du projet. Un découpage des coûts  
9 prévus par trimestre sera présenté pour l'année en cours.

10 Ainsi, le Distributeur propose que les informations suivantes fassent l'objet d'un suivi de  
11 l'avancement des coûts et de l'échéancier du projet LAD :

- 12 • le nombre de compteurs de nouvelle génération prévus et installés par trimestre ;
- 13 • le nombre de compteurs non communicants installés chez les clients se prévalant  
14 de l'option de retrait par trimestre ;
- 15 • les coûts prévus par année sauf pour les trimestres résiduels agrégés pour l'année  
16 en cours ;
- 17 • les coûts réels par trimestre ;
- 18 • un statut de la matérialisation des gains d'efficacité annoncés dans le dossier  
19 R-3770-2011 ;
- 20 • le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de  
21 motifs.

22 Le Distributeur fournira, le cas échéant, l'explication des principaux écarts de coûts et  
23 d'échéancier et, lorsque les écarts seront significatifs, présentera de nouvelles prévisions  
24 de coûts et du nombre de compteurs de nouvelle génération à installer.

25 De plus, le Distributeur propose de faire état de l'échéancier de l'implantation des  
26 fonctionnalités prévues, mais non incluses dans le périmètre du projet LAD, dans le cadre  
27 du suivi trimestriel, lorsque requis.

28 Le suivi proposé par le Distributeur est conforme aux suivis trimestriels déjà déposés à la  
29 Régie pour la phase 1.

**ANNEXE A**

**CONCORDANCE ENTRE LA DEMANDE D'AUTORISATION**

**ET LE RÈGLEMENT**





**CONCORDANCE ENTRE LA DEMANDE D'AUTORISATION ET LE RÈGLEMENT**

Règlement			Demande	
Art.	Al.	Par.	Renseignements requis	Section / D-2012-127
2	1	1°	Les objectifs visés par le projet	Section 2 D-2012-127, par. 15, 220, 221, 238, 240 et 348
2	1	2°	La description du projet	Sections 3.2 et 3.3
2	1	3°	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	Section 2 D-2012-127, par. 16, 38 à 50, 205 à 213, 222 à 233, 237, 238, 240, 504 et 505
2	1	4°	Les coûts associés au projet	Section 5.1 D-2012-127, par. 52, 53, 332, 333, 336 à 338, 363, 366 à 368 et 528
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	Section 7 D-2012-127, par. 54 à 63, 241 à 265, 286, 298 à 324, 325 à 331, 350, 367 et 521 à 525
2	1	6°	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	Section 10 D-2012-127, par. 84 et 519
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	Section 8 D-2012-127, par. 64, 370 à 379
2	1	8°	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	Section 9 D-2012-127, par. 65 à 69, 234, 235 et 511
2	1	9°	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	Section 7.2 D-2012-127, par. 27, 28 et 526
3	1	1°	La liste des principales normes techniques	Annexe B
3	1	2°	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	s.o.



**ANNEXE B**

**PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES**



---

**LISTE DES PRINCIPALES NORMES APPLICABLES AU PROJET LAD**

**MESURES CANADA :**

- S-S-04 : Plans d'échantillonnage pour le contrôle de lots isolés et de courtes séries de lots ;
- S-E-02 : Norme relative à la vérification et à la revérification des compteurs d'électricité ;
- S-E-06 : Plans d'échantillonnage pour le contrôle de lots isolés de compteurs en service<sup>69</sup> ;
- LMB-EG-07 : Caractéristiques pour l'approbation des types de compteurs d'électricité. Transformateurs de mesures et appareils auxiliaires ;
- GS-ENG-07-03 : Processus administratif pour la certification des appareils<sup>70</sup> ;
- NMB-0003 : Appareils numériques.

**AUTRES ORGANISMES RÉGLEMENTAIRES :**

- PS-EG-02 : Norme provisoire visant les méthodes de scellage des compteurs d'électricité et de gaz vérifiés ;
- ANSI-C-12.1 : Code for Electricity Metering ;
- ANSI-C-12.10 : Physical Aspects of Watthour Meters ;
- ANSI-C-12.18 : Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port ;
- ANSI-C-12.19 : Utility Industry End Device Data Tables ;
- ANSI-C-12.20 : 0.2 and 0.5 accuracy classes ;
- ANSI-C-12.22 : Protocol specification for interfacing to data communications networks ;
- ANSI-C-37.90 : Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus ;
- CEI 60068 : Environmental testing ;
- CEI 60255 : Relais électriques ;
- CEI 61000 : Compatibilité électromagnétique ;
- CEI 61968 : Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management ;
- NISTIR 7628 : Guidelines for Smart Grid Cyber Security ;
- NEMA SG-IMA 1-2009 : Requirements for Smart Meter Upgradeability ;
- PNRH-504 : Prescriptions techniques relatives aux systèmes de radiotéléappel fonctionnant dans la bande 929-932 MHz ;
- CAN/CSA-B72-M (C2003) : Code d'installation des paratonnerres ;
- GT-T-12.01.03.C : Norme de mise à la terre des installations de télécommunications d'Hydro-Québec ;
- S37-01 (R2006) : Antennas, Towers, and Antenna-Supporting Structures ;
- Santé Canada – Code de sécurité 6 (2009) : Limites d'exposition humaine à l'énergie électromagnétique radioélectrique dans la gamme de fréquences de 3 kHz à 300 GHz ;
- ISO 27002 : Information technology – Security techniques – Code of practice for information security management.

**NORMES D'HYDRO-QUÉBEC :**

- D-25-05 : Normes de sécurité d'Hydro-Québec Distribution ;
- E-21-10 : Service d'électricité en basse tension ;
- F.21-02 : Devis technique normalisé d'homologation d'Hydro-Québec Distribution.

---

<sup>69</sup> <http://www.ic.gc.ca/eic/site/mc-mc.nsf/fra/lm04356.html>

<sup>70</sup> <http://www.ic.gc.ca/eic/site/mc-mc.nsf/fra/lm04545.html>