

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2012-127

R-3770-2011

5 octobre 2012

---

**PRÉSENT :**

Richard Lassonde  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale**

*Demande relative à l'autorisation du projet Lecture à distance – Phase 1*



**Intervenants :**

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Syndicat des employé-e-s de techniques professionnelles et de bureau d'Hydro-Québec, section locale 2000 (SCFP-FTQ);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. La Demande</b> .....	7
<b>2. La Procédure</b> .....	7
<b>3. Cadre d'analyse d'une demande sous l'article 73 de la Loi</b> .....	8
<b>4. Position du Distributeur</b> .....	10
4.1 Objectifs visés par le Projet .....	10
4.2 Description du Projet .....	11
4.3 Justification du Projet en relation avec ses objectifs .....	17
4.4 Coûts associés au Projet .....	19
4.5 Étude de faisabilité du Projet et analyse de sensibilité.....	21
4.6 Impact sur les tarifs.....	23
4.7 Préoccupations socio-économiques et environnementales.....	23
4.8 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois.....	31
4.9 Conclusion de l'argumentation du Distributeur .....	31
<b>5. Position des intervenants</b> .....	31
5.1 ACEFO .....	31
5.2 ACEFQ .....	32
5.3 FCEI.....	33
5.4 GRAME.....	35
5.5 OC.....	39
5.6 ROEÉ.....	41
5.7 RNCREQ .....	43
5.8 SCFP-FTQ .....	45
5.9 S.É./AQLPA .....	47
5.10 UC.....	50
5.11 UMQ.....	51
<b>6. Réplique du Distributeur</b> .....	53
6.1 SCFP-FTQ .....	53
6.2 ROEÉ.....	54
6.3 OC.....	54

<b>7. Analyse et opinion de la Régie .....</b>	<b>54</b>
7.1 Remarques préliminaires .....	54
7.2 Description du Projet .....	57
7.3 Objectifs et justification du Projet .....	58
7.4 Étude de faisabilité et analyses économiques du Projet .....	62
7.5 Analyses de sensibilité du Projet .....	79
7.6 Coûts et risques financiers associés au Projet .....	81
7.7 Impact sur les tarifs et traitement réglementaire .....	88
7.8 Préoccupations socio-économiques et environnementales.....	92
7.9 Autorisations exigées en vertu d'autres lois .....	118
7.10 Conclusion générale de la Régie .....	118
<b>Dispositif .....</b>	<b>121</b>

## 1. LA DEMANDE

[1] Le 30 juin 2011, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité dans le cadre de la phase 1 du projet Lecture à distance (le Projet). Cette demande est présentée en application de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi).

[2] Au cours des trois phases du Projet, le Distributeur remplacera 3,75 millions de compteurs d'électricité utilisés pour mesurer la consommation de tous ses clients, à l'exception des clients grande puissance (tarif L), par des compteurs de nouvelle génération (CNG). Durant la phase 1 du Projet, le Distributeur vise à mettre en place une infrastructure de mesurage avancée (IMA) et des technologies de l'information (TI) complémentaires. Les trois phases du Projet devraient s'échelonner sur la période 2010-2017<sup>2</sup>.

[3] Le Projet est plus amplement décrit à la section 7.2 de la présente décision.

## 2. LA PROCÉDURE

[4] La Régie a reçu des demandes d'intervention de l'ACEFO, de l'ACEFQ, de l'AREQ, de la FCEI, du GRAME, d'OC, du ROEÉ, du RNCREQ, de S.É./AQLPA, du SCFP-FTQ, de l'UC et de l'UMQ.

[5] Le 18 août 2011, la Régie a accordé un statut d'intervenant à toutes les personnes intéressées mentionnées au paragraphe précédent par sa décision D-2011-124.

[6] D'octobre à décembre 2011, la Régie a reçu les mémoires et documents complémentaires des intervenants et d'experts.

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> Pièce B-0006, page 7.

[7] Le 2 février 2012, la Régie a tenu une rencontre préparatoire et a demandé, entre autres, au Distributeur de proposer une solution pour les abonnés qui refuseraient l'installation de CNG.

[8] En réponse à cette demande de la Régie, le Distributeur a déposé une demande (R-3788-2012) de modification de ses Conditions de service et ses Tarifs pour y inclure une option de retrait (l'Option de retrait) pour les clients qui ne voudraient pas d'un CNG.

[9] La Régie a entendu les participants au présent dossier en audience publique formelle les 19, 20, 21, 22, 23, 27, 28, 29 et 30 mars 2012, les 4, 5, 26 et 30 avril 2012 et les 17, 18 et 22 mai 2012.

[10] Les participants ont soumis leur argumentation par écrit du 8 juin au 4 juillet 2012 et la Régie a entamé son délibéré le 13 juillet 2012.

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

[11] 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 a fixés par règlement pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité.

[12] En vertu de l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>3</sup> (le Règlement), une demande visant les projets d'investissement de 10 M\$ ou plus doit être accompagnée des renseignements suivants :

- les objectifs visés par le projet;
- la description du projet;
- la justification du projet en relation avec les objectifs visés;
- les coûts associés au projet;
- l'étude de faisabilité économique du projet;

---

<sup>3</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165.

- la liste des autorisations exigées en vertu d’autres lois;
- l’impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- l’impact sur la fiabilité du réseau de distribution d’électricité;
- le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

[13] Dans sa décision D-2011-124, la Régie rappelait le cadre d’analyse d’une demande sous l’article 73 de la Loi :

*« [29] L’article 73 de la Loi — lu et appliqué dans son contexte — et le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l’énergie [note de bas de page omise] imposent un cadre d’analyse rendant pertinent, pour l’essentiel, le questionnement suivant :*

- *Quels sont les objectifs visés par le Projet?*
- *Ces objectifs sont-ils utiles ou nécessaires à la prestation du service de distribution d’électricité?*
- *Le Projet est-il justifié en relation avec les objectifs visés?*
- *Les coûts associés au Projet sont-ils justifiés et raisonnables?*
- *Les études de faisabilité et les analyses de sensibilité sont-elles satisfaisantes?*
- *Quel est l’impact des coûts du Projet sur les tarifs de distribution d’électricité?*
- *Quel est l’impact du Projet sur la qualité de prestation du service de distribution d’électricité?*
- *Est-ce que d’autres solutions ont été envisagées par le Distributeur pour atteindre les objectifs qu’il vise? »<sup>4</sup>*

---

<sup>4</sup> Pièce A-0003, page 9.

#### 4. POSITION DU DISTRIBUTEUR

[14] Le Distributeur rappelle d'abord son fardeau de preuve :

« [13] En vertu du cadre réglementaire applicable à cette demande, HQD n'avait donc pas à :

- Tester tous les aspects d'un projet en situation réelle ;
- Prévoir des scénarios- catastrophes ;
- Présenter une preuve d'intégration complète des systèmes informatiques.

[...]

[17] Ainsi, ce dossier, aussi important soit-il, en termes de nombre de compteurs, installés sur une courte période de temps, ne doit pas être traité différemment des autres dossiers où une autorisation pour un investissement est demandée et le cadre délimité par la Régie avant même le début des auditions doit être respecté. Le fardeau de preuve d'HQD doit demeurer le même et le Distributeur invite la Régie à éviter toute la dérive que certains intervenants tentent de provoquer. »<sup>5</sup>

#### 4.1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[15] Les objectifs du Projet sont les suivants :

- la pérennité du parc des compteurs;
- la réalisation de gains d'efficience provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation, de même que de l'interruption et de la remise en service à distance;
- la possibilité d'évolution technologique permettant éventuellement d'offrir de nouveaux services aux clients et de mettre en place des mesures de gestion du réseau<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Pièce B-0163, pages 5 et 6.

<sup>6</sup> Pièce B-0163, pages 6 et 7.

[16] Le Projet « *s'inscrit dans la lourde tendance de l'industrie et s'avère une quasi nécessité pour faire face aux défis technologiques et de saine gestion de son parc auxquels le Distributeur sera inévitablement confronté à moyen terme s'il devait maintenir le statu quo. Cette réalité ne peut d'ailleurs être ignorée ; le statu quo n'est pas une option réaliste puisqu'il engendrerait de nombreuses difficultés susceptibles d'être coûteuses.* »<sup>7</sup>

## 4.2 DESCRIPTION DU PROJET

### 4.2.1 PÉRIMÈTRE DU PROJET

[17] Le Distributeur a limité le périmètre du Projet « *à la mise en place des TI de l'IMA, au remplacement des compteurs actuels par des compteurs de nouvelle génération, ainsi qu'à l'automatisation de la relève et à l'interruption et la remise en service à distance [note de bas de page omise]. Le projet sous étude ne prévoit donc pas l'implantation d'autres fonctionnalités tel que suggéré par certains intervenants.* »<sup>8</sup>

[18] Le Distributeur explique que cette approche ciblée lui a été dictée par l'expérience vécue par certaines entreprises de distribution d'électricité ayant développé un projet de déploiement de CNG avec un périmètre plus large. Ainsi, la mise en fonction de nombreuses fonctionnalités dès l'implantation d'un projet s'est souvent soldée par des difficultés que le Distributeur souhaite éviter, par exemple :

- un projet complexe et difficile à accepter par la clientèle;
- une clientèle qui doit s'habituer à un nouveau compteur, à des nouveaux tarifs ou à des affichages dans les domiciles;
- des retards par rapport aux échéanciers prévus<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> Pièce B-0163, page 7.

<sup>8</sup> Pièce B-0163, page 7.

<sup>9</sup> Pièce B-0163, page 7.

[19] Le Distributeur indique que le périmètre du Projet, tel qu'il l'a choisi, a l'avantage d'être axé sur ses objectifs d'affaires et de limiter les risques financiers, puisque l'essentiel du plan repose sur les gains d'efficience de la relève et des activités de branchement/débranchement<sup>10</sup>. Ces gains d'efficience attendus doivent permettre au Distributeur de générer des bénéfices concrets.

[20] Malgré son périmètre limité, le Projet vise aussi à mettre en place une technologie évolutive des TI et de l'IMA permettant de répondre aux besoins éventuels du Distributeur ou à ceux de sa clientèle<sup>11</sup>.

[21] Néanmoins, avant d'implanter des fonctionnalités additionnelles, le Distributeur indique qu'il y a lieu de s'assurer préalablement :

- qu'une fonctionnalité réponde à un besoin des clients et/ou du Distributeur;
- qu'une analyse des coûts et bénéfices démontre que la mise en place de cette fonctionnalité génère des gains pour les clients et/ou pour le Distributeur;
- s'il y a lieu, qu'une demande d'autorisation spécifique soit déposée auprès de la Régie<sup>12</sup>.

[22] Le Distributeur rappelle les éléments suivants de l'évaluation du Projet effectuée par la firme Accenture, mandatée par le Distributeur aux fins d'évaluer le Projet :

«

- *Le périmètre initial est aligné aux besoins d'affaires d'HQD (orientés sur l'efficience opérationnelle) ;*
- *Le périmètre initial a pour objectif de dégager des bénéfices tangibles à court terme ;*
- *Le périmètre initial a été très clairement délimité dès le début des réflexions d'HQD ;*
- *Le périmètre choisi fournit l'avantage de se concentrer sur des fonctionnalités précises et de pouvoir suivre l'analyse d'opportunité associée ;*
- *HQD a suivi les bonnes pratiques et les divers retours d'expérience ;*
- *La possibilité de développer des fonctionnalités complémentaires a été prise en compte (évolutivité) [note de bas de page omise]. »<sup>13</sup>*

---

<sup>10</sup> Pièce A-0099, pages 32 à 34.

<sup>11</sup> Pièce B-0163, page 8.

<sup>12</sup> Pièce B-0163, page 8.

<sup>13</sup> Pièce B-0163, page 8.

[23] Quant au développement de nouvelles fonctionnalités, le Distributeur prévoit implanter la gestion et la localisation des pannes dès 2012. Il a également amorcé des études sur la détection de la subtilisation d'électricité dans le but d'utiliser cette fonctionnalité dès 2013<sup>14</sup>.

[24] Indépendamment des démarches du Distributeur pour l'implantation éventuelle d'autres fonctionnalités, ce dernier rappelle que « *la démonstration de la rentabilité du projet repose exclusivement sur l'implantation de deux fonctionnalités de base de l'IMA : la lecture des compteurs et le branchement/débranchement à distance.* »<sup>15</sup>

[25] Sur le périmètre du Projet, le Distributeur conclut que « *toutes les propositions des intervenants pour des fonctionnalités autres que celles présentées par HQD devraient être considérées hors dossier par la Régie et, pour cette raison, être écartées.* »<sup>16</sup>

#### 4.2.2 CHOIX TECHNOLOGIQUE

[26] Le Distributeur décrit comme suit la technologie de l'IMA et des CNG :

« [34] [...] *Ces compteurs ont une capacité de télécommunication bidirectionnelle, permettant l'acheminement de données sur la consommation des clients vers les systèmes du Distributeur. Les communications se font au moyen de radiofréquences qui sont captées par des routeurs disposés principalement sur les installations existantes d'HQD. Les routeurs, à leur tour, acheminent les informations captées vers les collecteurs qui relaient ensuite l'ensemble des informations vers le frontal d'acquisition des données situé dans les centres informatiques du Distributeur. Ces données sont ensuite validées et entreposées dans le Meter Data Management System (MDMS) qui assure également l'envoi des données dans les systèmes de l'entreprise, qui, à leur tour, permettent leur utilisation à des fins de facturation [note de bas de page omise].*

---

<sup>14</sup> Pièce B-0163, pages 8 et 9.

<sup>15</sup> Pièce B-0163, page 10.

<sup>16</sup> Pièce B-0163, page 10.

*[35] Les compteurs de nouvelle génération que prévoit installer le Distributeur ont pour avantage la capacité de communiquer entre eux s'ils ne peuvent communiquer directement avec un routeur en raison d'un obstacle topographique ou autre. Les compteurs forment ainsi un réseau maillé dynamique qui permet le relai d'informations en tout temps, peu importe les aléas de la topographie [note de bas de page omise]. »<sup>17</sup>*

[27] Aux intervenants qui remettent en question son choix technologique et, notamment, de ne pas avoir considéré d'autres options qu'un réseau maillé, le Distributeur répond que pour effectuer son choix :

*« [il] a procédé à des appels de proposition qui étaient ouverts à toutes les technologies de communication disponibles. Un seul soumissionnaire a proposé une solution alliant un réseau maillé à un autre type de technologie ; cette solution fut jugée économiquement non-rentable cependant et elle fut ainsi écartée. Tous les autres soumissionnaires ont proposé la technologie retenue par le Distributeur en fin de compte [note de bas de page omise]. Cet exercice a démontré, ce que la firme Accenture a d'ailleurs confirmé dans son rapport, que la technologie qu'a retenue le Distributeur suit la tendance lourde qu'on observe actuellement dans le marché, qui positionne les technologies radiofréquences de type maillé au premier rang des projets IMA entrepris en Amérique du Nord [note de bas de page omise]. »<sup>18</sup>*

[28] Le Distributeur souligne que l'expert retenu par le GRAME, M. Finamore, « a reconnu que le choix technologique effectué par le Distributeur était approprié et correspondait à la technologie la plus largement utilisée par d'autres distributeurs [note de bas de page omise]. »<sup>19</sup>

[29] Quant à la sécurité des données et l'intégrité des systèmes qui les génèrent, les communiquent ou les stockent, le Distributeur rappelle qu'il en a fait un enjeu fondamental et que ses appels de proposition ont fait en sorte que les technologies proposées satisfaisaient les plus hauts niveaux de sécurité informatique<sup>20</sup>.

---

<sup>17</sup> Pièce B-0163, pages 10 et 11.

<sup>18</sup> Pièce B-0163, page 11.

<sup>19</sup> Pièce B-0163, pages 11 et 12.

<sup>20</sup> Pièce B-0163, page 12 et pièce A-0106, pages 54 et 59 à 61.

### 4.2.3 TRAVAUX PRÉPARATOIRES, PROJETS-PILOTES ET CONCLUSIONS

[30] Le Distributeur rappelle les objectifs des projets-pilotes<sup>21</sup> :

- D’expérimenter et de confirmer le niveau de connectivité, d’interopérabilité et de sécurité des composants de l’IMA en réalisant des projets-pilotes tant en zones urbaine que rurale;
- D’acquérir un *Meter Data Management System* (MDMS) et un frontal d’acquisition des données et assurer leur intégration à l’infrastructure technologique d’Hydro-Québec;
- De mettre à jour le plan d’affaires du Projet en intégrant les coûts réels négociés dans le cadre des appels de propositions réalisés durant la période des travaux préparatoires;
- De déterminer la stratégie, les échéanciers et le rythme du déploiement;
- De définir et de mettre en place les différents processus opérationnels nécessaires (temporaire et permanent) ainsi que les systèmes d’information requis en vue du déploiement de l’IMA;
- De définir le plan de gestion des ressources humaines.

[31] Selon le Distributeur, les projets-pilotes ont été structurés pour être représentatifs des conditions qui allaient prévaloir lors du déploiement massif du Projet<sup>22</sup>.

[32] En termes de volumétrie des compteurs, le Distributeur précise que les projets-pilotes ont permis de valider le bon fonctionnement du système, c’est-à-dire à partir de la lecture des compteurs par le frontal d’acquisition jusqu’à la facturation des clients sur la base des données recueillies<sup>23</sup>. L’interopérabilité des systèmes MDMS et SAP a également été confirmée<sup>24</sup>. Ces constats sont d’ailleurs appuyés par la firme Accenture<sup>25</sup>.

---

<sup>21</sup> Pièce B-0163, page 12.

<sup>22</sup> Pièce B-0163, page 12.

<sup>23</sup> Pièce B-0163, page 13.

<sup>24</sup> Pièce B-0163, page 14.

<sup>25</sup> Pièce B-0163, page 13.

[33] La firme Lofty Perch a confirmé la sécurité des données traitées par le système et validé que le Projet rencontre les recommandations du *National Institute of Standards and Technology*<sup>26</sup>.

[34] Le Distributeur ajoute qu'il a pu également tester la fonction branchement/débranchement auprès d'un groupe d'employés-clients résidant dans la zone des projets-pilotes<sup>27</sup>.

[35] Les projets-pilotes ont également permis, aux dires du Distributeur, de développer une stratégie de communication, de valider les analyses de sensibilité, les paramètres de coûts non fixés par contrats et la capacité de la bande passante du système IMA<sup>28</sup>.

#### **4.2.4 STRATÉGIE D'ACQUISITION, APPELS DE PROPOSITION, ENTENTES ET ENGAGEMENTS CONTRACTUELS**

[36] Le Distributeur indique que sa stratégie d'agir comme le maître d'œuvre et l'intégrateur principal du Projet suit les bonnes pratiques de l'industrie et a permis d'obtenir des offres variées de grandes entreprises dans ce domaine. De plus, les prix obtenus sont considérés compétitifs et contractuellement fixés pour plus de 80 % des coûts du Projet<sup>29</sup>.

#### **4.2.5 DÉPLOIEMENT MASSIF DU PROJET**

[37] Dans son rapport, la firme Accenture confirme que le Distributeur suit déjà toutes ses recommandations et considère que la réalisation du déploiement massif pourra s'effectuer de façon aussi efficace que possible<sup>30</sup>.

---

<sup>26</sup> Pièce B-0163, page 15.

<sup>27</sup> Pièce B-0163, pages 15 et 16.

<sup>28</sup> Pièce B-0163, page 16.

<sup>29</sup> Pièce B-0163, pages 17 et 18.

<sup>30</sup> Pièce B-0163, page 18.

### 4.3 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC SES OBJECTIFS

[38] Le Projet vise trois objectifs : la pérennité du parc des compteurs, les gains d'efficacité et l'évolutivité des technologies mises en place.

#### 4.3.1 LA PÉRENNITÉ DU PARC DE COMPTEURS

[39] Trois facteurs incitent le Distributeur à accélérer le rythme de remplacement des compteurs existants : leur âge, la norme S-S-06 de Mesures Canada et l'incapacité de s'approvisionner en compteurs électromécaniques dans un avenir rapproché<sup>31</sup>.

[40] Le parc du Distributeur compte 3,75 millions de compteurs, dont 79 % sont des compteurs électromécaniques et 21 % sont des compteurs électroniques. En 2011, l'âge moyen des compteurs électromécaniques se situait à 26,8 ans.

[41] Selon le Distributeur, cette situation présente plusieurs inconvénients : niveau accru de risques de défaillances des compteurs, accroissement des interventions de nature corrective au détriment des interventions de nature préventive, difficultés potentielles d'approvisionnement en équipements et d'obtention de services pour des technologies qui ne sont plus supportées et retard dans le développement de l'expertise en matière de nouvelles technologies, situation aggravée par les nombreux départs à la retraite<sup>32</sup>.

[42] Pour ce qui est de la nouvelle norme S-S-06 de Mesures Canada applicable aux compteurs électroniques qui visera les compteurs électromécaniques dès 2014, elle amènera un volume plus important d'échantillonnage et limitera le nombre d'années pendant lesquelles un compteur pourra être en service<sup>33</sup>.

[43] Quant au problème d'approvisionnement en compteurs électromécaniques, le Distributeur indique qu'il ne pourra plus se procurer ce type de compteurs au terme de leur vie utile parce que leur production a été abandonnée par presque tous les fournisseurs en faveur de compteurs électroniques ou de CNG<sup>34</sup>.

---

<sup>31</sup> Pièce B-0163, pages 18 et 19.

<sup>32</sup> Pièce B-0163, pages 18 et 19.

<sup>33</sup> Pièce B-0163, page 19.

<sup>34</sup> Pièce B-0163, page 19.

### 4.3.2 LES GAINS D'EFFICIENCE

[44] En tenant compte des coûts du Projet incluant les coûts initiaux de 87,8 M\$ en TI, le Projet devrait générer sur 20 ans des gains d'efficacité de plus de 200 M\$ actualisés. Au terme de son déploiement, le Projet devrait dégager des gains récurrents annuels évalués à 81 M\$ à compter de l'année témoin 2018. Ces gains sont composés à 83 % de ceux provenant de l'activité de relève et à 17 % d'autres activités, soit le recouvrement (13 %), l'activité clientèle (3 %) et la mise en conformité (1 %). Ces gains résultent principalement d'une réduction de la masse salariale<sup>35</sup>.

[45] L'impact du Projet sur les ressources humaines se traduira par l'abolition de 726 postes d'ici 2018. Sur ces suppressions de postes, 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] : »<sup>36</sup>*

[46] Le Distributeur estime ainsi que 180 employés permanents devront être relocalisés entre 2012 et 2017, ce qui est inférieur au nombre de 300 initialement planifié. Or, le bassin de postes disponibles chez le Distributeur (800) et dans les autres divisions d'Hydro-Québec (1 350) est suffisant pour relocaliser les employés dont les postes seront supprimés<sup>37</sup>.

[47] Le Distributeur prévoit donc pouvoir réaliser des gains d'efficacité rapidement et le faire avec un minimum d'impact sur ses employés<sup>38</sup>.

---

<sup>35</sup> Pièce B-0163, page 22.

<sup>36</sup> Pièce B-0163, page 20.

<sup>37</sup> Pièce B-0163, pages 21 et 32.

<sup>38</sup> Pièce B-0163, page 21.

### 4.3.3 L'ÉVOLUTIVITÉ

[48] Bien que le Projet vise avant tout à automatiser le processus de relève et à effectuer l'interruption et la remise en service à distance, le Distributeur souhaite mettre en place éventuellement un réseau intelligent de type *Smart Grid* que permettent l'IMA et les CNG. Le Projet est donc conçu dans le but d'intégrer les fonctionnalités avancées d'un réseau intelligent<sup>39</sup>.

[49] Le Distributeur a exigé de ses fournisseurs de compteurs que leurs technologies permettent l'implantation *a posteriori* de fonctionnalités additionnelles comme le confirme la firme Accenture<sup>40</sup>.

[50] Le réseau *Near-me Area Network* (NAN) (*Gridstream*), retenu dans le Projet et qui relie les CNG entre eux, aux routeurs et aux collecteurs, devrait pouvoir accommoder les fonctionnalités futures. Le Distributeur souligne que dans le cadre du périmètre actuel du Projet, il n'utilisera que 5 % de la bande passante disponible du réseau NAN. Ce réseau a ainsi la capacité de se remailler dynamiquement, d'interroger les CNG pour obtenir des informations et permet d'installer de nouvelles fonctionnalités à distance, sans que des employés du Distributeur aient à se déplacer chez les clients<sup>41</sup>.

## 4.4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[51] Les trois phases du Projet devraient s'échelonner de 2010 à 2017. Le coût total des travaux qui seront effectués, incluant les travaux préparatoires et les projets-pilotes, est établi actuellement à 997,4 M\$. Cette somme inclut des investissements de 839,9 M\$ et des charges d'exploitation de 157,4 M\$.

---

<sup>39</sup> Pièce B-0163, page 23.

<sup>40</sup> Pièce B-0163, page 23.

<sup>41</sup> Pièce B-0163, page 23.

**TABLEAU 1**  
**COÛTS DU PROJET LAD**

k\$ (courants)	Travaux préparatoires <sup>1</sup>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
<b>Investissements</b>	36 736	86 574	247 128	205 054	145 985	69 704	48 783	839 964
Infrastructures technologies d'informations (TI)	17 372	18 787	10 132	6 170	11 417	8 265	-	72 143
Bureau de projet	7 100	3 083	-	-	-	-	-	10 183
<b>Sous-total</b>	<b>12 264</b>	<b>64 704</b>	<b>236 996</b>	<b>198 884</b>	<b>134 568</b>	<b>61 439</b>	<b>48 783</b>	<b>757 638</b>
Compteurs achat et installation	6 364	46 604	192 300	155 456	97 731	43 104	42 330	583 889
Équipement de télécommunications	1 900	10 920	33 414	33 277	28 112	11 970	-	119 593
Bureau de projet	-	3 083	5 238	5 343	5 299	5 405	5 356	29 724
Frais d'emprunt à capitaliser	-	1 388	920	599	172	190	344	3 613
Autres	4 000	2 709	5 124	4 209	3 254	770	753	20 819
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>5 234</b>	<b>13 156</b>	<b>25 789</b>	<b>31 929</b>	<b>36 850</b>	<b>24 216</b>	<b>20 264</b>	<b>157 438</b>
Relocalisation des ressources	-	-	7 062	8 642	11 248	3 399	585	30 936
Technologies d'informations	4 628	6 919	7 808	9 857	11 221	11 233	11 370	63 036
Télécommunications	-	1 084	1 834	2 906	3 952	4 590	4 727	19 093
Charges diverses	606	5 153	9 085	10 524	10 429	4 994	3 582	44 373
<b>TOTAL</b>	<b>41 970</b>	<b>99 730</b>	<b>272 917</b>	<b>236 983</b>	<b>182 835</b>	<b>93 920</b>	<b>69 047</b>	<b>997 402</b>

1. Travaux préparatoires (R-3723-2010) de 42 M\$ sur la période 2010 à 2012

Source : Pièce B-0006, page 34

[52] Le Distributeur souligne que 82 % des coûts du Projet sont connus et fixés par contrat, dont ceux des CNG, des équipements de télécommunication, des licences du frontal d'acquisition et du MDMS, de l'installation des CNG, des services de topologie des liens de télécommunication et ceux des travaux préparatoires et d'installation interne des CNG. De plus, le Distributeur ajoute avoir l'assurance de bénéficier de la clause dite *de la nation la plus favorisée* selon laquelle toute baisse de coût des CNG et des équipements de télécommunication lui sera appliquée.

[53] Le Distributeur a intégré une contingence sur les composantes de coûts du Projet susceptibles de varier. Une contingence de 21 M\$ a donc été prévue pour les investissements, sur la base d'un taux de 15 % appliqué aux investissements reliés aux TI et à la télécommunication et de 12 % appliqué au coût des installations des CNG réalisées à l'interne et aux autres investissements. Une contingence de 8 M\$ (12 %) relative aux charges d'exploitation est également prévue<sup>42</sup>.

<sup>42</sup> Pièce B-0163, page 25.

## 4.5 ÉTUDE DE FAISABILITÉ DU PROJET ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

### 4.5.1 PRÉSENTATION

[54] Le Distributeur compare le scénario du Projet, le scénario IMA, à un scénario de référence, dans lequel il poursuivrait ses activités habituelles, mais avec une cadence plus élevée de remplacement annuel des compteurs pendant les cinq premières années. Les deux scénarios sont analysés sur une période de 20 ans.

[55] Dans le cadre du scénario IMA, le Distributeur procède au remplacement de 3,8 millions de compteurs sur une période de cinq ans, allant de 2012 à 2017. Les investissements du Distributeur pour la mise en place des TI de l'IMA sont concentrés en 2011 et 2012. Les investissements dédiés à l'achat et l'installation de CNG sont plutôt concentrés sur la période 2013-2017. Le scénario IMA prévoit également des réinvestissements en 2018 et 2025 pour tenir compte de la durée de vie utile des TI de l'IMA. Un montant de 250 M\$ est prévu pour le remplacement des CNG au terme de la durée de validité du sceau de certains lots de compteurs. Cette somme est basée sur une hypothèse de remplacement de 28 % des CNG, soit environ 1 075 000 CNG, entre 2027 et 2031<sup>43</sup>.

[56] Le scénario de référence vise, pour sa part, le remplacement de tous les compteurs au cours des 20 prochaines années. Ce scénario prévoit le remplacement des compteurs électromécaniques existants par des compteurs électroniques standards à un rythme variant entre 342 500 et 370 400 par année au cours de la période 2012 à 2016, rythme qui tient compte de l'âge actuel du parc de compteurs et du resserrement de la norme S-S-06 de Mesures Canada. De 2017 à 2031, le rythme de remplacement ralentit à 138 000 par année. Dans le cadre de ce scénario, 600 employés munis de micro-ordinateurs de main (MOM) effectuent la relève de la majorité des compteurs tandis que les autres, notamment pour certains clients commerciaux, sont relevés à distance<sup>44</sup>.

---

<sup>43</sup> Pièce B-0163, page 26.

<sup>44</sup> Pièce B-0163, pages 26 et 27.

[57] La comparaison des deux scénarios montre que le remplacement du parc de compteurs sur cinq ans et le passage à la lecture à distance est une option plus économique que celle du scénario de référence de maintenir les façons de faire actuelles du Distributeur. Sur une période de 20 ans, cette réduction de coût est de 289,7 M\$ actualisés (2011), excluant toutefois l'investissement initial de 87,8 M\$ actualisés, requis pour la mise en place des TI de l'IMA<sup>45</sup>.

[58] Le Projet devrait générer des gains de 73,70 \$ par compteur, compensant ainsi les coûts de leur mise en place dès que 1,2 millions de compteurs seront installés. Cette volumétrie doit être atteinte au troisième trimestre de 2013, soit au cours de la phase 1 du Projet<sup>46</sup>.

#### 4.5.2 ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[59] Le Distributeur a procédé à une analyse de sensibilité en majorant, d'une part, les coûts de réaffectation de ses employés et, d'autre part, les coûts d'investissements.

[60] En présumant que la réaffectation des employés serait plus ardue que prévue et coûterait l'équivalent de deux ans de salaires pour tous les employés affectés, il résulte de cette analyse que les coûts du Projet seraient alors haussés de 25 M\$ (actualisés), laissant encore une marge de manœuvre favorable au Distributeur pour justifier le choix du scénario IMA (le Projet).

[61] Quant à la majoration des investissements, le Distributeur a procédé à l'évaluation de la variation des coûts d'investissements qui annulerait l'écart de coûts escomptés entre le scénario de référence et le scénario IMA. La variation est exprimée en proportion de la valeur des investissements susceptibles de varier. Les résultats de cette analyse démontrent que les coûts non fixés par contrats devraient augmenter de 54 % pour que l'écart de coûts entre les scénarios soit nul, d'où, selon le Distributeur, la robustesse du scénario IMA<sup>47</sup>.

---

<sup>45</sup> Pièce B-0163, page 27.

<sup>46</sup> Pièce B-0163, page 27.

<sup>47</sup> Pièce B-0163, page 30.

[62] Par ailleurs, l'analyse économique sur 15 ans au lieu de 20 ans restreint les gains provenant du déploiement du scénario IMA. Malgré cela, l'analyse du Distributeur démontre encore la robustesse du Projet, puisque le scénario IMA demeure très avantageux par rapport au scénario de référence en présentant des gains de 216,4 M\$<sup>48</sup>.

[63] Tel que plus amplement décrit à la section 7.4 de la présente décision, le Distributeur a également vérifié deux scénarios hypothétiques : (i) le remplacement des CNG et des équipements de télécommunication du scénario IMA après 15 ans et (ii) le remplacement annuel uniforme des compteurs actuels par des compteurs électroniques du scénario de référence<sup>49</sup>. Même avec ces hypothèses, on constate que le scénario IMA demeure toujours avantageux par rapport au scénario de référence.

#### **4.6 IMPACT SUR LES TARIFS**

[64] Au cours de la période de 2012 à 2017, le Projet exercera une pression à la hausse sur les tarifs. L'impact maximal surviendra en 2013 alors que les revenus requis du Distributeur devraient augmenter de 95,8 M\$. Toutefois, à partir de 2018, soit après la fin prévue du déploiement, le Projet contribuera à réduire le niveau des revenus requis nécessaires, réduisant ainsi la pression à long terme sur les tarifs<sup>50</sup>.

#### **4.7 PRÉOCCUPATIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTALES**

##### **4.7.1 IMPACTS SUR LES CLIENTS**

[65] Selon le Distributeur, la technologie IMA offrira des bénéfices tangibles aux clients : l'émission de factures basées sur leur consommation réelle, aucune visite requise à leur domicile pour la relève et une plus grande exactitude des données permettant également de développer des solutions avantageuses pour la clientèle<sup>51</sup>.

---

<sup>48</sup> Pièce B-0163, page 31.

<sup>49</sup> Pièce B-0163, page 31 et pièce B-0072, pages 16 à 20.

<sup>50</sup> Pièce B-0163, pages 31 et 32.

<sup>51</sup> Pièce B-0163, page 32.

[66] Le Distributeur souligne que les données reliées à la consommation d'électricité des clients et traitées par les technologies de l'IMA demeurent assujetties aux politiques en matière de protection de la vie privée :

*« [132] Les données de consommation recueillies se retrouvent dans une banque de données et ne sont pas liées au nom du client ou à un autre renseignement personnel de celui-ci. Les données de consommation sont transférées aux différents systèmes de l'entreprise, lesquels contiennent les informations permettant d'identifier les clients, notamment pour fins de facturation et de mise à jour du dossier client [note de bas de page omise]. Qui plus est, la protection informatique des données de consommation sur le réseau IMA (n'incluant pas de renseignements personnels sur le client) fera l'objet d'encryptage et de mesures de sécurité avancée déjà validées lors des projets pilotes [note de bas de page omise]. »<sup>52</sup>*

[67] Le Projet doit également permettre l'interruption et la remise en service à distance et donc une plus grande efficacité du service.

[68] Cependant, le Distributeur souligne que sa politique et son processus de débranchement des clients ne seront pas modifiés à la suite de l'implantation du Projet. Les cas particuliers continueront à être traités individuellement<sup>53</sup>.

[69] Finalement, le Distributeur ajoute qu'à terme, la plateforme évolutive des technologies de l'IMA permettra d'améliorer la qualité du service de gestion des pannes et du service à la clientèle, notamment par la réduction du taux d'intervention et une gestion plus proactive du réseau<sup>54</sup>.

---

<sup>52</sup> Pièce B-0163, pages 32 et 33.

<sup>53</sup> Pièce B-0163, page 33.

<sup>54</sup> Pièce B-0163, page 33.

## 4.7.2 IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT ET LA SANTÉ

### 4.7.2.1 Normes établies par Santé Canada

[70] Le Distributeur affirme que les CNG ne présentent aucun danger pour la santé de ses abonnés. Il indique que les CNG émettent des radiofréquences (RF) à une intensité des milliers de fois en dessous des normes édictées par Santé Canada.

[71] Selon Santé Canada, les CNG transmettent par RF des données en rafales dans la gamme de fréquences de 900 MHz. Le niveau de ces RF, mesuré à l'intérieur et à l'extérieur d'une habitation pendant ces rafales, se situe bien en deçà des limites d'exposition humaine précisées dans son Code de sécurité 6, soit  $6 \text{ W/m}^2$  pour un temps d'exposition de 6 minutes à une distance supérieure à 0,2 m du compteur<sup>55</sup>. À la lumière de ces informations, Santé Canada conclut que l'exposition aux RF émises par les CNG ne pose pas de risque pour la santé publique<sup>56</sup>.

[72] Le Distributeur précise sa méthode de calcul des émissions de RF :

*« [138] La méthode de calcul de la densité de puissance, telle que prescrite par Santé Canada (Code de sécurité 6), est en fonction de l'exposition moyenne aux ondes électromagnétiques sur une période de 6 minutes. Cette méthode tient compte de la covariance des champs électriques et magnétiques à des distances supérieures à 0,2 m. Le Distributeur a calculé cette moyenne à une distance d'1 m du compteur [note de bas de page omise]. »<sup>57</sup>*

[73] Les résultats de ces calculs amènent le Distributeur à conclure que *« la densité de puissance émise est de 20 000 à 300 000 fois inférieure aux normes de Santé Canada. Pour moins de 1% des compteurs situés tout près d'un collecteur, soit les cas où les radiofréquences seront les plus élevées, les émissions seraient toujours d'environ 3 600 fois inférieures aux normes de Santé Canada [note de bas de page omise]. »<sup>58</sup>*

---

<sup>55</sup> « Limites d'exposition humaine à l'énergie électromagnétique radioélectrique dans la gamme de 3 kHz à 300 GHz, Code de sécurité 6 (2009) de Santé Canada, p. 19, tableau 6 intitulé limites d'exposition pour les environnements non contrôlés ».

<sup>56</sup> Pièce B-0163, page 34.

<sup>57</sup> Pièce B-0163, page 34.

<sup>58</sup> Pièce B-0163, page 34.

[74] Le Distributeur affirme également que le cumul des RF là où sont rassemblés plusieurs CNG ne poserait pas problème :

*« [140] Même en tenant compte du cumul des radiofréquences dans des environnements où se trouve rassemblés plusieurs compteurs, la densité de puissance émise reste toujours largement inférieure à la norme. Par exemple, même si un logement contient une banque de six (6) compteurs, la densité de puissance cumulée sera toujours des dizaines de milliers, sinon des centaines de milliers de fois inférieure à la norme de Santé Canada [note de bas de page omise]. Le CRIQ a quant à lui mesuré les niveaux de radiofréquences à moins d'un mètre des compteurs [note de bas de page omise]. Encore ici, les résultats sont bien en deçà des normes établies par Santé Canada. »<sup>59</sup>*

#### **4.7.2.2 Mesures de précaution et position du Ministère de la santé et des services sociaux du Québec (MSSS)**

[75] S'appuyant sur l'avis de Santé Canada, le Distributeur indique que rien dans l'état actuel de la science ne pourrait justifier que la Régie fasse fi des normes de Santé Canada et interdise ou restreigne l'utilisation des CNG :

*« Comme les niveaux d'exposition sont bien inférieurs aux limites de sécurité canadiennes et internationales, Santé Canada ne croit qu'aucune mesure de précaution n'est nécessaire pour réduire l'exposition à l'énergie RF provenant des compteurs intelligents.*

*Là où plusieurs compteurs intelligents sont regroupés, comme dans certaines maisons en rangée ou certains immeubles en hauteur, l'exposition totale reste bien inférieure aux limites d'exposition fixées par Santé Canada, en raison de l'intermittence des transmissions. »<sup>60</sup>*

[76] Le Distributeur cite l'avis du MSSS qui est basé sur de nombreuses recherches scientifiques effectuées au cours des dernières décennies sur les possibles effets néfastes des RF sur la santé et dont les résultats ont été évalués par divers organismes nationaux et internationaux regroupant des experts de différentes disciplines :

---

<sup>59</sup> Pièce B-0163, page 34.

<sup>60</sup> Pièce B-0163, page 35 et pièce B-0085, page 4.

« Ces organismes, comme l'Organisation mondiale de la santé ou Santé Canada, considèrent qu'à ce jour, la recherche n'a apporté aucun élément de preuve significatif que l'exposition aux RF à des niveaux inférieurs à ceux qui induisent un échauffement des tissus puisse causer des effets néfastes pour la santé, [le Distributeur souligne] que ce soit sur l'activité électrique du cerveau, les fonctions cognitives, le sommeil, le rythme cardiaque, la pression artérielle, etc. De même, les études n'ont pas réussi à démontrer une relation de cause à effet entre l'exposition aux RF et les symptômes rapportés par les personnes qui disent présenter une « hypersensibilité électromagnétique ».

[...]

D'autres études ont porté sur l'exposition à long terme aux RF et le risque cancérigène. Les résultats des études en laboratoire, incluant les études animales, montrent invariablement qu'il n'y a aucune augmentation du risque de cancer suite à une exposition prolongée aux RF. Chez l'humain, les études ont été réalisées chez les utilisateurs de téléphones cellulaires. Les résultats d'une série d'études épidémiologiques menées dans treize pays indiquent qu'aucune augmentation du risque de gliome ou de méningiome (cancers du cerveau) n'a pu être établie en relation avec l'utilisation du téléphone cellulaire chez des adultes sur une période supérieure à 10 ans. [le Distributeur souligne] Quelques signes d'un risque accru de gliome ont été observés dans certaines études chez les 10% d'utilisateurs utilisant le plus leur téléphone, mais des biais et des erreurs méthodologiques pourraient expliquer ces observations [...].

[...]

À la lumière des connaissances scientifiques actuelles concernant les RF et la santé, et en tenant compte des niveaux d'exposition extrêmement faibles de RF provenant des compteurs de nouvelle génération d'Hydro-Québec, le ministère de la Santé et des Services sociaux, en collaboration avec les directeurs de santé publique des Agences de la santé et des services sociaux, tient à informer la population que les RF émis par ces appareils ne posent pas de risques pour la santé. [le Distributeur souligne] [...] »<sup>61</sup>

<sup>61</sup> Pièce B-0163, pages 35 et 36 et pièce D-0062, page 5.

[77] Le Distributeur cite également le D<sup>r</sup> Michel Plante qui rappelle la différence, au niveau de la densité d'émission des RF, entre un téléphone cellulaire et un CNG :

*« Le cellulaire étant proche, donc ça donne à peu près un watt par mètre carré ou un million (1 M) de microwatts par mètre carré, si vous me suivez, alors que l'exposition du compteur quand on est à un mètre devant le compteur, ça nous donne cinquante (50) microwatts par mètre carré, cinquante (50) millièmes de watt par mètre carré. Donc, on est très très loin des expositions typiques d'une personne qui utilise un téléphone cellulaire. »<sup>62</sup>*

[78] Le Distributeur se réfère aussi au rapport *Health Effects from Radiofrequency Electromagnetic Fields* préparé par la Health Protection Agency (HPA) du Royaume-Uni, qui conclut notamment comme suit :

*« The quantity, and in general quality, of research published on the potential health effects of RF field exposure has increased substantially since AGNIR last reviewed this subject. Population exposure to RF fields has become more widespread and heterogeneous. There are still limitations to the published research that preclude a definitive judgement, but the evidence considered overall has not demonstrated any adverse health effects of RF field exposure below internationally accepted guideline levels. There are possible effects on EEG patterns, but these have not been conclusively established, and it is unclear whether such effects would have any health consequences. There is increasing evidence that RF field exposure below guideline levels does not cause symptoms and cannot be detected by people, even by those who consider themselves sensitive to RF fields. The limited available data on other non-cancer outcomes show no effects of RF field exposure. The accumulating evidence on cancer risks, notably in relation to mobile phone use, is not definitive, but overall is increasingly in the direction of no material effect of exposure. There are few data, however, on risks beyond 15 years from first exposure.*

*In summary, although a substantial amount of research has been conducted in this area, there is no convincing evidence that RF field exposure below guideline levels causes health effects in adults or children.* [le Distributeur souligne] [...]<sup>63</sup>

---

<sup>62</sup> Pièce B-0163, page 37.

<sup>63</sup> Pièce B-0163, pages 37 et 38.

[79] Le Distributeur fait également référence au rapport d'avril 2011 préparé à la demande du gouvernement californien par le California Council on Science and Technology (CCST), un organisme indépendant à but non lucratif. Le rapport a la particularité de porter directement sur les CNG et les RF :

« Thermal Effects

*The FCC has set limits on power densities from electronic devices that are well below the level where demonstrated biological impacts occur, and the limits are tens or hundreds of times higher than likely exposure from smart meters.*

Non-thermal Effects

*There currently is no conclusive scientific evidence pointing to a non-thermal cause-and-effect between human exposure to RF emissions and negative health impacts. For this reason, regulators and policy makers may be prudent to call for more research while continuing to base acceptable human RF exposure limits on currently proven scientific and engineering findings on known thermal effects, rather than on general concerns or speculation about possible unknown and as yet unproven non-thermal effects. »<sup>64</sup>*

[80] Par ailleurs, le Distributeur fait certaines remarques sur la crédibilité et les compétences du témoin de S.É./AQLPA, le D<sup>r</sup> David O. Carpenter<sup>65</sup>. Ces commentaires peuvent se résumer comme suit à son sujet :

- Il s'affiche sur le site web de l'Université d'Albany comme ayant un doctorat, alors que le témoin confirme détenir un titre MD et non un Ph.D.<sup>66</sup>;
- Il n'est pas accrédité pour pratiquer la médecine;
- Il utilise l'expression « *physician* » et prétend qu'il est autorisé à pratiquer la médecine aux États-Unis, ce qui est inexact<sup>67</sup>;

---

<sup>64</sup> Pièce B-0163, page 39.

<sup>65</sup> Pièce B-0163, pages 39 à 43.

<sup>66</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0060, page 1; pièce A-0148, page 48 et site web de la State University of New York at Albany : <http://www.albany.edu/news/experts/8212.php>.

<sup>67</sup> "New York State *Education Law*, article 131, paragraph 6522 : §6522. Practice of medicine and use of title "physician". Only a person licensed or otherwise authorized under this article shall practice medicine or use the title "physician"."

- Il admet n’avoir jamais conduit lui-même ou dirigé un groupe de recherches sur les RF; les seuls articles auxquels il a participé sur le sujet sont de la nature de l’opinion et toutes contre les RF<sup>68</sup>;
- Le rapport *BioInitiative*, sa plus importante implication dans un projet visant les RF, a été largement critiqué, tel qu’il l’a admis lui-même, et n’est appuyé par aucun groupe scientifique reconnu<sup>69</sup>;
- Sa méthodologie et sa neutralité ont été critiquées par un tribunal<sup>70</sup>;
- Il n’a jamais témoigné comme témoin expert dans une cause portant sur les RF et aucun tribunal ne l’a jamais considéré comme expert dans ce domaine<sup>71</sup>;
- Il n’a aucune connaissance des caractéristiques techniques des compteurs que le Distributeur se propose d’installer<sup>72</sup>.

[81] Le Distributeur conclut que le témoignage du D<sup>r</sup> Carpenter, agissant à titre de témoin de faits ayant reçu le mandat, par l’entremise de S.É./AQLPA, d’effectuer une révision objective et exhaustive de la littérature scientifique sur d’éventuels et possibles risques des RF pour la santé humaine, doit être complètement écarté<sup>73</sup>.

[82] Pour le Distributeur, le contre-interrogatoire du D<sup>r</sup> Carpenter a démontré que ce dernier n’a pas effectué une révision objective et/ou complète de la littérature. Il précise que le D<sup>r</sup> Carpenter a omis de considérer plusieurs études sérieuses contraires à sa position<sup>74</sup>.

[83] De l’avis du Distributeur, le D<sup>r</sup> Carpenter a plutôt tenté de justifier sa propre opinion sur les CNG, à l’effet que les RF qu’ils émettent peuvent possiblement provoquer des effets non thermiques entraînant des risques accrus de cancers<sup>75</sup>.

---

<sup>68</sup> Pièce A-0148, pages 52 et 64 et *ibid.* aux pages 60 et ss.

<sup>69</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0076, page 2 et pièce A-0148, page 73.

<sup>70</sup> Pièce B-0133.

<sup>71</sup> Pièce A-0148, page 76.

<sup>72</sup> Pièce A-0148, pages 50, 51 et 53.

<sup>73</sup> Pièce B-0163, page 42.

<sup>74</sup> Pièce B-0163, page 42; méta-analyse préparée par M. Repacholi et l’étude préparée par la CCST dont il avait connaissance.

<sup>75</sup> Pièce B-0163, page 42.

#### **4.8 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

[84] Le Distributeur souligne que 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.). Ainsi, aucune autorisation légale spéciale n'est requise pour leur installation<sup>76</sup>.

#### **4.9 CONCLUSION DE L'ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR**

[85] Considérant la preuve déposée et ses représentations, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la phase 1 du Projet conformément aux exigences de l'article 73 de la Loi et du règlement y afférent.

### **5. POSITION DES INTERVENANTS**

#### **5.1 ACEFO**

[86] La Régie ne résume pas la position de l'ACEFO puisqu'elle n'accorde aucune force probante ni utilité au mémoire déposé par monsieur Mounir Gouja pour le compte de cette intervenante. Le contre-interrogatoire du témoin Gouja a révélé qu'une partie de son mémoire est plagiée<sup>77</sup>. Une telle façon de procéder devant la Régie est inacceptable.

---

<sup>76</sup> Pièce B-0163, page 31.

<sup>77</sup> Pièce A-0128, pages 36 à 38; notamment les pages 8, 9 et 10 du mémoire trouvées sur internet et émanant de la société française Alcimed.

## 5.2 ACEFQ

[87] En se basant sur les critères de rentabilité et d'impact sur les tarifs, l'ACEFQ demande à la Régie de rejeter le Projet. L'intervenante suggère à la Régie de demander au Distributeur de présenter un projet de réseau intelligent global intégrant l'ensemble des fonctionnalités rentables et utiles pour ses clientèles, d'évaluer et de comparer les coûts et bénéfices des différentes options technologiques ainsi que les risques pour la sécurité et la protection de la vie privée et des renseignements personnels<sup>78</sup>.

[88] L'ACEFQ considère qu'il n'y a pas d'unanimité scientifique sur les effets biologiques à long terme des RF. L'intervenante relate que certains experts, de même que le Conseil de l'Europe, proposent, par précaution, de réduire significativement les seuils d'émission de RF à des niveaux qui ne seraient pas respectés par les CNG du Distributeur. En conséquence, l'ACEFQ demande à la Régie<sup>79</sup> :

- d'appliquer, face à cette incertitude scientifique, le principe de précaution en conformité avec la *Loi sur le développement durable*<sup>80</sup>;
- de rejeter le Projet actuellement proposé par le Distributeur;
- de requérir du Distributeur qu'il présente un nouveau projet de réseau intelligent plus complet et intégré, impliquant des solutions autres que les compteurs émettant des RF;
- que le Distributeur soit tenu de faire rapport régulièrement de l'évolution des connaissances scientifiques sur les impacts sur la santé des émissions de RF, sur le problème d'hypersensibilité électromagnétique et, si jamais le Projet était accepté, de soumettre un rapport portant sur les effets sur la santé de ses compteurs émetteurs.

[89] L'ACEFQ souligne que les différents articles des *Conditions de service d'électricité d'Hydro-Québec* (les Conditions de service) montrent que la fonction de mesurage n'a pour but que la facturation de la quantité d'électricité consommée, approximativement à tous les 30 ou 60 jours, selon la puissance facturée<sup>81</sup>.

---

<sup>78</sup> Pièce C-ACEFQ-0026, page 9.

<sup>79</sup> Pièce C-ACEFQ-0026, page 12.

<sup>80</sup> L.R.Q., c. D-8.1.1.

<sup>81</sup> Pièce C-ACEFQ-0026, page 14.

[90] Par ailleurs, l'intervenante note que le Distributeur est assujéti à la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels*<sup>82</sup> (la Loi d'accès). Ainsi, les informations détaillées qu'il détiendra sur la consommation des clients, si elles sont associées au nom du client ou à tout autre renseignement permettant de l'identifier, sont des renseignements personnels, au sens de cette loi<sup>83</sup>.

[91] L'ACEFQ propose que le Distributeur ne puisse utiliser la relève des compteurs pour établir et analyser des profils de consommation tant qu'une telle utilisation des données de consommation n'aura pas été encadrée adéquatement et prévue aux Conditions de service.

### 5.3 FCEI

[92] La FCEI est *a priori* favorable à l'intégration de nouvelles technologies de mesurage et de gestion du réseau<sup>84</sup>. Toutefois, l'analyse de rentabilité effectuée par l'intervenante l'amène à conclure que le Projet, tel que présenté par le Distributeur, n'est pas rentable et qu'il engendrerait, selon ses estimations, des coûts supérieurs au scénario de référence de l'ordre de 51 M\$ à 150 M\$<sup>85</sup>. De plus, le Projet comporterait de nombreux risques jugés mal évalués par le Distributeur, notamment au niveau de la résistance sociale que le Projet rencontre et des coûts attendus de l'Option de retrait proposée dans le dossier R-3788-2012<sup>86</sup>.

[93] En ce qui a trait aux choix technologiques et à l'analyse économique, l'intervenante souligne que ces aspects ne sont pas traités au rapport de la firme Accenture<sup>87</sup>.

[94] La FCEI note également que le Distributeur a présenté le Projet sans avoir une vision d'ensemble de sa durée de vie (feuille de route technologique), ce qu'elle juge non propice à un choix technologique optimal<sup>88</sup>.

---

<sup>82</sup> L.R.Q., c. A-2.1.

<sup>83</sup> Pièce C-ACEFQ-0026, page 14.

<sup>84</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 2.

<sup>85</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 30.

<sup>86</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 32 et 33.

<sup>87</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 6.

<sup>88</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 10 et 11.

[95] La FCEI a étudié en détail l'analyse économique du Projet soumise en preuve par l'UMQ, notamment sur les aspects suivants : la volumétrie de l'implantation des compteurs selon les scénarios IMA et de référence, la pérennité des compteurs dans le scénario IMA, la croissance, l'efficacité de la relève dans le scénario de référence, les frais d'interruption et de remise en service et le calcul des valeurs résiduelles. Sur plusieurs de ces éléments analysés, la FCEI en arrive à la conclusion que la preuve de l'UMQ est plus probante que celle du Distributeur<sup>89</sup>.

[96] L'intervenante a également étudié les contrats qui, selon le Distributeur, fixent 80 % des coûts du Projet. Pour la FCEI, l'absence de contingence prévue sur cette portion des coûts n'élimine pas le risque de dépassement. Les risques au niveau du déploiement seraient notamment mal connus et mal évalués par le Distributeur malgré le contrat ferme avec CapGemini, la société mandatée pour le déploiement des CNG<sup>90</sup>.

[97] Néanmoins, la FCEI constate que le Projet offre des bénéfices économiques potentiels à l'extérieur du périmètre de la demande d'autorisation, tels que la détection de la subtilisation, l'optimisation des communications, la détection des pannes, le contrôle de la tension, la tarification différenciée dans le temps, etc. Présenté dans un autre cadre, avec quelques fonctionnalités additionnelles, le Projet pourrait être rentable. L'intervenante formule une proposition qui vise à éviter, si possible, de retarder inutilement le Projet qui apparaît, *a priori*, non rentable, mais qui offre un potentiel de bénéfices futurs. Cette proposition de la FCEI vise à éviter de faire supporter par les clients un risque indûment élevé.

[98] La FCEI recommande donc à la Régie d'autoriser la demande du Distributeur, conditionnellement à ce qu'elle limite le niveau d'investissement autorisé en fonction des bénéfices découlant du Projet.

[99] Subsidiairement, la FCEI recommande à la Régie de rejeter la demande du Distributeur, telle que déposée.

---

<sup>89</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 11 à 20.

<sup>90</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 25 à 30.

[100] Si la Régie devait accepter le Projet tel quel, l'intervenante recommande d'exiger un suivi trimestriel des coûts, du déploiement et de la performance du Projet, considérant les risques évoqués dans son argumentation finale<sup>91</sup>. La FCEI propose d'assujettir l'autorisation du Projet aux conditions suivantes :

- « 312. *Les premiers 90 M\$ [note de bas de page omise] d'investissements dans le projet LAD, soit l'excédent de coût du scénario IMA par rapport au scénario de référence, seraient portés dans un compte de frais reportés hors base.*
- 313. *Tout écart subséquent entre le coût réel et le budget du projet LAD [note de bas de page omise] serait ajouté, à la hausse ou à la baisse, au solde de ce compte.*
- 314. *Le solde de ce compte pourrait être éventuellement réintégré dans le calcul du revenu requis seulement si des bénéfices additionnels découlant de la mise en place de nouvelles fonctionnalités ou d'autres mesures d'optimisation qui n'auraient pas pu être réalisées sans la présence du projet LAD ou qui auraient pu l'être mais à un coût plus élevé étaient démontrés. »<sup>92</sup>*

## 5.4 GRAME

[101] Le GRAME est en faveur du déploiement de technologies intelligentes de collectes de données de consommation permettant d'intégrer des fonctions avancées comme la tarification différenciée dans le temps et la gestion de la demande. De telles fonctionnalités sont utilisées par 75 % des distributeurs ayant adopté une IMA<sup>93</sup>.

[102] Le GRAME souligne que le Projet doit permettre au Distributeur de développer l'offre d'options de gestion de la consommation, tel que mentionné par la Régie dans sa décision D-2011-162<sup>94</sup>.

---

<sup>91</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 32.

<sup>92</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 31.

<sup>93</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 3.

<sup>94</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 4.

[103] De plus, le GRAME estime que les investissements du Projet devrait être justifiés plus rapidement en fonction (i) des avantages d'un réseau IMA pour sa clientèle, ce qui favoriserait l'acceptation sociale du Projet par cette clientèle et (ii) des bénéfices environnementaux liés aux mesures d'efficacité énergétique, à l'instar de ce qui se fait en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde<sup>95</sup>.

[104] Selon l'expert du GRAME, M. Edmund P. Finamore, plusieurs éléments du Projet pouvant avoir une incidence sur ses coûts n'ont pas été validés de façon suffisamment approfondie dans le cadre des projets-pilotes. Or, les résultats de ces projets-pilotes devaient justement confirmer les choix technologiques du Projet et sa viabilité économique et financière<sup>96</sup>.

[105] L'expert du GRAME recommande ainsi de poursuivre les projets-pilotes pour une période de 6 à 12 mois additionnels et de s'assurer de tester tous les éléments susceptibles de réduire les risques technologiques.

[106] La poursuite des projets-pilotes doit notamment permettre de valider la topologie du réseau, la communication par satellite, le temps d'installation des compteurs, les CNG de l'autre fournisseur, Elster, le temps de latence et l'importance de la bande passante dans les conditions des projets-pilotes.

[107] Au niveau de la topologie du réseau, le contrat entre Rogers et le Distributeur garantit un taux de performance de lecture de 99,4 %. Selon le GRAME, cet engagement contractuel serait assuré par un nombre de 14 950 routeurs et de 560 collecteurs. Selon l'intervenant, si ce nombre s'avérait insuffisant, le Distributeur devrait payer pour les équipements supplémentaires<sup>97</sup>.

---

<sup>95</sup> Pièce C-GRAME-0078, pages 34 et 35.

<sup>96</sup> Pièce C-GRAME-0078, pages 6 à 9.

<sup>97</sup> Pièce C-GRAME-0078, pages 10 et 11.

[108] Le Projet prévoit que des communications par satellite seront utilisées aux endroits où la couverture cellulaire numérique sera indisponible. Le GRAME souligne qu'aux dires du Distributeur, l'IMA pourrait ne pas être pertinente dans certaines zones à faible densité d'utilisateurs. Comme les projets-pilotes n'ont pas porté sur ce type de zone, l'intervenant soumet que le Distributeur devrait considérer dans son plan d'affaires les coûts des services de transmission par satellite, notamment parce que le territoire desservi par Rogers ne couvre pas l'ensemble du territoire desservi par le Distributeur<sup>98</sup>.

[109] En ce qui a trait à l'installation des CNG, le GRAME recommande « *de prolonger les projets pilotes, notamment celui de Villeray selon le plan initial de déploiement, afin de valider les coûts prévus pour l'installation des compteurs intérieurs et ce, avant d'approuver les coûts liés aux travaux préparatoires [...]* ».

[110] L'expert du GRAME « *n'est pas convaincu que les résultats obtenus par Capgemini lors du projet pilote de Villeray sont concluants.* »<sup>99</sup>

[111] De plus, considérant les changements en cours au niveau du système SAP et la standardisation des échanges avec le MDMS prévue à l'automne 2012, l'expert du GRAME estime que les projets-pilotes n'ont pas encore permis de démontrer que le taux de remplacement de 80 000 compteurs par mois pourra être atteint, non seulement au niveau physique, mais également au niveau du système SAP<sup>100</sup>.

[112] Le GRAME note que les CNG d'Elster sont encore « en confection ». L'intégration de ces compteurs à l'infrastructure de télécommunication de Landis+Gyr n'a pas encore été faite, alors qu'ils représenteront un cinquième des compteurs qui seront installés. L'intervenant considère donc essentiel que les compteurs Elster soient testés avant l'approbation du Projet<sup>101</sup>.

---

<sup>98</sup> Pièce C-GRAME-0078, pages 11 à 14.

<sup>99</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 16.

<sup>100</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 17.

<sup>101</sup> Pièce C-GRAME-0078, pages 17 et 18.

[113] Selon le GRAME, le temps de latence et la bande passante du réseau pourraient limiter le déploiement de nouvelles fonctionnalités, en plus des fonctions de base du Projet. Par exemple, l'intervenant note que le Distributeur ne dispose pas de garantie contractuelle portant sur le taux d'utilisation de la bande passante qui serait utile à l'évolution du réseau<sup>102</sup>.

[114] Le GRAME souligne également que les projets-pilotes n'ont pas démontré que la fonctionnalité branchement/débranchement à distance était fonctionnelle et souligne qu'elle n'est toujours pas en opération via le système de facturation SAP<sup>103</sup>.

[115] Selon l'expert Finamore, le Projet présenterait une particularité unique en Amérique du Nord en combinant le système *Gridstream* de Landis+Gyr pour l'IMA et le système *EnergyICT* pour le MDMS avec le système de facturation SAP pour des tarifs pouvant être modulés dans le temps<sup>104</sup> :

*« Valutech is not aware of any utility AMI system implementation that is currently using the combination of Landis+Gyr Gridstream two way communications for AMI, EnergyICT for MDM and SAP for billing advanced utility rates such as time-of-use in North America at this time. [note de bas de page omise] »*

[116] Ainsi, le GRAME entérine la position de son expert à l'effet que les tests visant à réduire les risques technologiques n'auraient pas été réalisés complètement au cours des projets-pilotes. À cet égard, l'intervenant réfère à la connectivité avec les satellites, à l'interopérabilité des CNG d'Elster et à l'implantation de la fonctionnalité branchement/débranchement à partir de SAP<sup>105</sup>.

[117] Le GRAME recommande à la Régie de ne pas autoriser, pour le moment, le déploiement de la phase 1 du Projet et d'attendre les résultats de la prolongation des projets-pilotes.

---

<sup>102</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 19.

<sup>103</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 27.

<sup>104</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 21.

<sup>105</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 32.

[118] Considérant l'ouverture du Distributeur d'offrir une reddition de comptes au moment jugé opportun par la Régie, le GRAME recommande également que le Distributeur mette à jour le budget du Projet à la suite des résultats des projets-pilotes prolongés, avant l'approbation du Projet<sup>106</sup>.

[119] Il recommande également que le Distributeur présente une étude d'impact sur l'efficacité du Projet qui tienne compte de l'exercice de l'Option de retrait par un pourcentage réaliste de clients<sup>107</sup>.

## 5.5 OC

[120] OC s'est particulièrement intéressée aux gains d'efficacité du Projet : « *Le projet LAD est un projet d'efficacité et devient justifié si les montants d'investissement demandés sont suffisamment compensés par les gains d'efficacité qu'ils génèrent. L'autorisation de ces investissements se fait ainsi principalement à travers « l'étude de faisabilité économique du projet » [note de bas de page omise] que doit fournir le Distributeur dans sa demande.* »<sup>108</sup>

[121] Selon OC, le Projet, tel que présenté, exercera une pression à la hausse sur les revenus requis du Distributeur au cours des premières années du Projet, de 2012 à 2017, et une pression à la baisse sur les revenus requis entre 2018 et 2031. L'intervenante indique ainsi que l'accroissement initial des revenus requis n'est compensé totalement qu'à partir de 2026 (en dollars courants)<sup>109</sup>.

[122] OC remet en question plusieurs hypothèses du Distributeur dans l'élaboration de l'analyse économique du Projet, notamment en ce qui a trait au nombre de compteurs qui devront effectivement être remplacés au cours de la durée de vie du Projet.

---

<sup>106</sup> Pièce C-GRAME-0078, pages 28 et 29.

<sup>107</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 31.

<sup>108</sup> Pièce C-OC-0021, page 4.

<sup>109</sup> Pièce C-OC-0021, page 5.

[123] L'intervenante reprend certains éléments de l'analyse effectuée par l'UMQ relativement au scénario IMA, notamment l'absence de remplacements d'équipements en raison de défauts, d'usure prématurée ou résultant d'activité de maintenance du parc de compteurs. Selon OC, l'utilisation du seul taux de remplacement des compteurs en fin de vie utile serait nettement insuffisant.

[124] Quant au scénario de référence, OC n'est pas convaincue de la nécessité du remplacement accéléré d'autant de compteurs électromécaniques pendant les cinq premières années de ce scénario, compte tenu de la gestion proactive du Distributeur de son parc de compteurs<sup>110</sup>.

[125] L'analyse d'OC porte également sur la durée de vie du frontal d'acquisition et du MDMS ainsi que sur les hypothèses au niveau du coût de la main-d'œuvre.

[126] L'intervenante s'interroge sur la surévaluation possible de la croissance de la masse salariale du Distributeur au scénario de référence. Elle estime aussi, à l'instar de l'UMQ, que la croissance de la clientèle devrait être prise en compte dans l'analyse économique des scénarios, puisque la croissance des coûts dans les deux scénarios économiques n'est pas nécessairement linéaire avec chaque nouvelle installation électrique<sup>111</sup>.

[127] Quant aux risques entourant le Projet, OC souligne que l'expérience de dérapages de coûts du projet Système d'information clientèle (SIC)<sup>112</sup> ne doit pas se reproduire.

[128] L'intervenante se dit préoccupée par le fait que les projets-pilotes ont été arrêtés avant d'avoir été complétés et souligne que le Distributeur a largement sous-estimé la question de l'acceptabilité sociale entourant le Projet : « [...] *il est encore aujourd'hui difficile d'estimer la réaction qu'auront les clients face à l'installation des compteurs intelligents. Il aurait été en ce sens fort utile d'atteindre la cible des 25 000 compteurs que s'était initialement fixée le Distributeur* »<sup>113</sup>. Ainsi, les gains d'efficacité pourraient être nuls si un grand nombre de clients adhère à l'Option de retrait.

---

<sup>110</sup> Pièce C-OC-0021, page 7.

<sup>111</sup> Pièce C-OC-0021, pages 7 et 8.

<sup>112</sup> Dossier R-3491-2002.

<sup>113</sup> Pièce C-OC-0021, pages 9 et 10.

[129] OC estime que le Distributeur a fait preuve d'un empressement injustifié en déposant sa demande d'autorisation du Projet seulement un mois après avoir débuté les projets-pilotes. Cet empressement est d'autant plus préoccupant pour l'intervenante en regard de la prudence que le Distributeur a affichée lors de sa demande d'autorisation des projets-pilotes et considérant également les sommes en jeu et l'historique du projet SIC.

[130] OC constate que l'IMA et les CNG deviennent progressivement les standards de l'industrie. Selon l'intervenante, un report du déploiement massif n'affecterait pas la conjoncture favorable au Projet et elle estime qu'il n'y a pas d'urgence à déployer le Projet.

[131] OC est d'avis que le Projet, par ses avantages technologiques et l'ensemble de ses fonctionnalités, est intéressant pour le Distributeur et sa clientèle, mais juge la demande d'autorisation du Distributeur insatisfaisante.

[132] L'intervenante demande donc le rejet du Projet, tel que soumis par le Distributeur. Elle demande que ce dernier poursuive les projets-pilotes, fournisse une meilleure information à la population et réalise des sondages permettant de valider les coûts entourant l'Option de retrait.

## 5.6 ROÉÉ

[133] Le ROÉÉ est favorable à la technologie des *Smart Grid* qui permet de réduire la consommation énergétique<sup>114</sup>. L'intervenant considère que l'ensemble d'une infrastructure IMA devrait être prise en considération pour « *l'amélioration des services aux clients et surtout mettre en place des fonctionnalités apportant des bénéfices environnementaux* » et, par conséquent, pour permettre au Distributeur de « *mieux vendre le projet comme une évolution vers quelque chose de positif* »<sup>115</sup>.

---

<sup>114</sup> Pièce C-ROÉÉ-0087, page 2.

<sup>115</sup> Pièce A-0135, page 158.

[134] Le ROEÉ comprend l'approche d'affaires du Distributeur qui consiste à déployer une nouvelle fonctionnalité uniquement après une analyse de ses coûts et bénéfices, mais est en désaccord avec l'application de cette même approche en ce qui a trait au choix et la conception de l'IMA. L'intervenant préconise l'élaboration d'un plan de route global prévoyant l'ajout immédiat des fonctionnalités envisagées<sup>116</sup>.

[135] Selon le ROEÉ, un tel plan devrait permettre au Distributeur d'anticiper l'évolution de la technologie, en utilisant l'information la plus à jour disponible, et d'avoir une vision d'ensemble du Projet reflétant tant ses points de vue que ceux des clients.

[136] Un tel plan permettrait au Distributeur de minimiser à long terme les éventuels problèmes de compatibilité informatique, d'insuffisance de mémoire de stockage de données et de disponibilité de pièces matérielles (*hardware*) dans les compteurs.

[137] Le ROEÉ considère qu'appliquer une approche au cas par cas pour les futures fonctionnalités, sans avoir préalablement élaboré un plan de route global, augmente considérablement les risques que des problèmes surgissent.

[138] En ce qui a trait aux projets-pilotes, le ROEÉ partage la position de plusieurs intervenants sur la nécessité de les poursuivre, voire même d'en lancer de nouveaux, pour tester toutes les fonctionnalités qui ont un impact sur les pièces matérielles (*hardware*) présentes dans les CNG<sup>117</sup>.

[139] Ainsi, le ROEÉ recommande d'autoriser la phase 1 du Projet, à condition que le Distributeur élabore et dépose un design architectural intégral, ou plan de route global, du Projet et qu'il poursuive les projets-pilotes<sup>118</sup>.

---

<sup>116</sup> Pièce C-ROEÉ-0087, page 9.

<sup>117</sup> Pièce C-ROEÉ-0087, page 10.

<sup>118</sup> Pièce C-ROEÉ-0087, page 7.

## 5.7 RNCREQ

[140] Le RNCREQ est convaincu que la mise en place d'un réseau intelligent, y compris une IMA, pourrait apporter des bénéfices importants aux clients du Distributeur et à la société québécoise en général. L'intervenant est favorable, en principe, à l'implantation d'un tel réseau<sup>119</sup>.

[141] Toutefois, selon le RNCREQ, la preuve du Distributeur ne démontre pas que le Projet est justifié en termes de gains d'efficacité. Pour l'intervenant, les gains économiques sur l'horizon des trois phases du Projet sont minces, alors que les risques associés au Projet sont grands.

[142] Le RNCREQ est en désaccord avec le scénario de référence présenté par le Distributeur, notamment avec l'hypothèse de ce dernier à l'effet que l'ensemble des compteurs électroniques qui remplaceront les compteurs électromécaniques continueraient d'être lus par des releveurs équipés de MOM.

[143] En effet, les compteurs électroniques sont des compteurs communiquant par RF, lisibles à courte distance et qui pourraient être relevés en mode « *drive-by* ». Le RNCREQ s'interroge donc sur le choix délibéré du Distributeur de ne pas présenter un projet « *drive-by* » comme scénario de référence.

[144] Le RNCREQ souligne également qu'en l'absence d'un projet IMA, le Distributeur ne choisirait pas le statu quo comme base au scénario de référence. Selon l'intervenant, une telle représentation irréaliste du scénario de référence, notamment en rajoutant des coûts qui seraient normalement évitables, crée une fausse perception de rentabilité du Projet.

[145] Le RNCREQ estime également que le scénario de référence est erroné puisqu'il ne prévoit pas de réduction au niveau du coût de la relève des compteurs et du nombre de releveurs de compteurs sur l'horizon du Projet, malgré le fait que la proportion de compteurs électroniques passera de 20 % à 100 % d'ici une quinzaine d'années.

---

<sup>119</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, page 12.

[146] De plus, l'intervenant constate que le coût d'installation d'un compteur électronique utilisé au scénario de référence est très élevé et s'apparente davantage à un coût à la pièce qu'à un coût pour une installation de masse<sup>120</sup>.

[147] Le RNCREQ soutient donc que le scénario de référence n'est pas approprié et entraîne une surestimation des gains escomptés pour le scénario IMA.

[148] Par ailleurs, le RNCREQ est d'avis que l'évolution technologique pourrait mettre en péril la pérennité des équipements du Projet. Selon l'intervenant, l'évolution rapide de la technologie des CNG et les exigences matérielles pourraient créer une pression pour changer les CNG avant la fin de leur vie utile. Cela affecterait la pérennité du parc de compteurs et la rentabilité escomptée du Projet<sup>121</sup>.

[149] Le RNCREQ considère que ces risques, qui n'ont pas été pris en compte par le Distributeur, pourraient annuler les bénéfices financiers escomptés qui demeurent relativement modestes par rapport aux sommes investies<sup>122</sup>.

[150] Le RNCREQ souligne que le Projet a une portée très limitée et ne permet pas d'outiller les clients du Distributeur pour gérer et réduire leur consommation d'électricité. Le fait que le Distributeur circoncrive de manière étroite le périmètre du Projet a été, selon l'intervenant, une erreur stratégique importante.

[151] Ainsi, selon le RNCREQ, le Projet offre peu ou pas de bénéfices directs et concrets pour les clients du Distributeur, leur imposant plutôt des hausses de tarifs pendant cinq années, avec une possibilité d'épargnes à long terme<sup>123</sup>.

[152] En conclusion, l'intervenant soumet que le Projet n'est pas acceptable et ne devrait pas être approuvé par la Régie.

---

<sup>120</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, pages 7 et 8.

<sup>121</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, page 3.

<sup>122</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, page 9.

<sup>123</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, page 12.

## 5.8 SCFP-FTQ

[153] Le SCFP-FTQ estime que le parc actuel de compteurs est effectivement vieillissant, mais qu'il est encore fiable et conforme aux normes de Mesures Canada. Ce parc de compteurs est constitué à 45,6 % de compteurs électromécaniques âgés de 25 à 60 ans qui fonctionnent toujours et remplissent leur rôle<sup>124</sup>.

[154] Le SCFP-FTQ indique que les compteurs électromécaniques ne sont effectivement plus fabriqués en Amérique du Nord mais sont disponibles ailleurs sur le marché.

[155] Quant aux compteurs électroniques qui sont installés depuis quelques années, l'intervenant affirme qu'ils sont disponibles sur le marché nord-américain à des prix jugés compétitifs<sup>125</sup>.

[156] Le SCFP-FTQ est d'avis que le Projet n'apporte aucun avantage tangible aux clients du Distributeur et que le système de relève actuellement en place est adéquat<sup>126</sup>.

[157] L'intervenant indique que :

*« Pour nombre de foyers, la lecture du compteur par un releveur constitue une procédure qui non seulement ne génère aucun inconvénient, mais dont il est généralement totalement inconscient. [...] Quant aux clients dont le compteur se trouve à l'intérieur de la résidence, aucune preuve n'a été administrée à l'effet qu'ils se seraient plaints de la procédure actuelle ou qu'ils aient entrepris des démarches auprès d'Hydro-Québec pour que celle-ci les soustraiant à cette visite du releveur six fois par année. »<sup>127</sup>*

[158] Le SCFP-FTQ considère que les CNG du Projet, d'après le périmètre défini par le Distributeur, n'ont à peu près rien de plus à offrir que les compteurs électromécaniques et électroniques déjà en place<sup>128</sup>.

---

<sup>124</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 5.

<sup>125</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 6.

<sup>126</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 8.

<sup>127</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, pages 9 et 10.

<sup>128</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 14.

[159] L'intervenant doute ainsi que le Projet soit moins coûteux que le statu quo et que les gains d'efficience attendus soient suffisants pour justifier l'installation d'une infrastructure IMA<sup>129</sup>.

[160] À cet égard, le SCFP-FTQ évoque le problème de la volumétrie des compteurs à installer et à remplacer sur une période d'analyse économique de 20 ans.

[161] Selon les calculs de l'intervenant, environ 7,4 millions de compteurs devraient être achetés et installés sur une période de 20 ans et non 3,8 millions comme le prétend le Distributeur. Pour le SCFP-FTQ, cette seule donnée annulerait tous les bénéfices escomptés du Projet, évalués à quelque 200 M\$ par le Distributeur<sup>130</sup>.

[162] L'analyse proposée par le Distributeur n'est donc pas convaincante pour l'intervenant, puisque la comparaison entre le scénario IMA et le scénario de référence serait erronée<sup>131</sup>.

[163] En conséquence, le SCFP-FTQ souligne que les coûts du Projet exerceront une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur. L'installation à terme de fonctionnalités supplémentaires ne pourra qu'avoir un impact à la hausse sur le coût total du Projet<sup>132</sup>.

[164] Par ailleurs, le SCFP-FTQ estime que le Projet crée des dommages collatéraux, puisque les pertes d'emplois totales seraient supérieures aux seuls emplois directement touchés par le Projet. Un total de près de 1 000 emplois seraient ainsi perdus et le Projet aurait, en conséquence, un impact annuel négatif de 14,7 M\$ sur le produit intérieur brut (PIB) du Québec<sup>133</sup>.

[165] Ainsi, pour le SCFP-FTQ, « [l]'affirmation d'HQD [à l'effet] que le projet LAD s'avérerait donc une quasi nécessité nous apparaît non seulement totalement disproportionnée mais également absolument non fondée sur la preuve »<sup>134</sup>. L'intervenant considère que le Projet n'offre aucun bénéfice réel aux clients du Distributeur, qu'il se traduit principalement par de nombreuses pertes d'emplois et qu'il est non rentable.

---

<sup>129</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 15.

<sup>130</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 19.

<sup>131</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 22.

<sup>132</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 23.

<sup>133</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 27.

<sup>134</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 6.

## 5.9 S.É./AQLPA

[166] S.É./AQLPA souhaite que le Projet se réalise éventuellement, mais uniquement lorsque certains problèmes seront réglés. L'intervenant réfère notamment à l'acceptabilité sociale du Projet<sup>135</sup>.

[167] L'intervenant cite à ce sujet l'approche préconisée par la firme Accenture qui affirme que :

« « des efforts complémentaires doivent être entrepris **afin d'être plus proactif en communication directe avec les clients**, notamment en **démontrant les gains à court, moyen et long terme du système IMA** » [note de bas de page omise] *et d'* « **[a]ssurer la continuité** dans la stratégie de communication externe en diffusant des informations sur **les changements anticipés de façon proactive, et en se focalisant sur les bénéfices tangibles pour les clients** ». [note de bas de page omise] »<sup>136</sup> [S.É./AQLPA souligne]

[168] Pour que le Projet suscite une plus grande adhésion sociale, S.É./AQLPA demande à la Régie d'en suspendre l'étude et d'ordonner au Distributeur de présenter un nouveau projet qui intégrerait notamment une planification de l'ensemble des phases du Projet, un cadre de déploiement des nouvelles fonctionnalités et un plan de communication expliquant les avantages du Projet aux clients<sup>137</sup>.

[169] S.É./AQLPA rappelle que le Projet n'est qu'une partie d'un ensemble plus large de projets du Distributeur visant l'élaboration d'un réseau intelligent, comme CATVAR (contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive)<sup>138</sup>, l'automatisation du réseau, etc.<sup>139</sup>

---

<sup>135</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 3.

<sup>136</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 21.

<sup>137</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 71.

<sup>138</sup> Dossier R-3740-2010 : projet de réduction de la consommation énergétique par une gestion optimisée de la tension du réseau de distribution.

<sup>139</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 15.

[170] Au sujet des fonctionnalités proposées et à venir, l'intervenant cite la firme Accenture qui constate que « pour le moment, **peu d'arrimage a été fait avec les initiatives (ex.: projet CATVAR) et les activités connexes (ex. : exploitation et conduite du réseau de distribution, expérience clients) d'Hydro-Québec Distribution.** [note de bas de page omise] »<sup>140</sup> [S.É./AQLPA souligne].

[171] Les émissions de RF et leur impact sur la santé publique sont au cœur des préoccupations exprimées par S.É./AQLPA. Pour l'intervenant, le principe de précaution devrait être appliqué et il propose des mesures d'atténuation qu'il qualifie de raisonnables, efficaces et réalistes<sup>141</sup>.

[172] S.É./AQLPA demande donc au Distributeur d'amender le Projet, afin notamment de réduire l'exposition des clients aux RF émises par les CNG situés à l'intérieur des immeubles, en particulier dans le cas où il y a plusieurs compteurs dans une même pièce habitée<sup>142</sup>.

[173] L'intervenant propose certaines solutions pour réduire l'exposition aux RF :

- l'installation d'une antenne émettrice externe au compteur et à l'immeuble;
- la réduction de la périodicité des émissions de données des compteurs;
- l'utilisation d'une transmission par câble plutôt que sans fil;
- en dernier recours, l'utilisation de compteurs non communicants, incluant le maintien des compteurs électromécaniques actuels encore conformes aux exigences de Mesures Canada<sup>143</sup>.

[174] S.É./AQLPA demande notamment qu'une attention particulière soit apportée au cas des immeubles publics ayant pour vocation de promouvoir la santé ou de prodiguer des soins à des personnes potentiellement à risque et à celui des zones et voisinages exempts de CNG.

---

<sup>140</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 23.

<sup>141</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, pages 45 à 70.

<sup>142</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 71.

<sup>143</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, pages 72 et 73.

[175] Pour justifier l'application du principe de précaution, S.É./AQLPA indique que la densité de puissance à proximité des CNG peut dépasser le seuil de précaution de  $100 \mu\text{W}/\text{m}^2$  préconisé par certains organismes lorsque, d'une part, les occupants d'un immeuble vivent à 20 cm ou moins d'un compteur et lorsque, d'autre part, les compteurs sont multiples<sup>144</sup>. Or, ce seuil de  $100 \mu\text{W}/\text{m}^2$  serait recommandé par le rapport *BioInitiative* et l'Assemblée parlementaire du Conseil de l'Europe relativement à l'exposition aux CNG installés à l'intérieur.

[176] S.É./AQLPA se réfère au témoignage du D<sup>r</sup> David O. Carpenter rendu à l'audience pour soutenir que la communauté scientifique mondiale serait profondément divisée sur l'impact des RF sur la santé<sup>145</sup>.

[177] De plus, d'après son propre recensement des études et des articles scientifiques, l'intervenant affirme qu'il existerait un risque pour la santé lorsque le niveau d'exposition aux RF à l'intérieur d'une pièce habitée d'un immeuble se situe au-delà de  $100 \mu\text{W}/\text{m}^2$ , alors que la norme relative aux effets thermiques des RF est de  $6 \text{W}/\text{m}^2$ .

[178] La position de S.É./AQLPA à cet égard se résume comme suit :

*« 65 - A la lumière de l'ensemble de ces études, si donc la question posée consiste à déterminer si l'état des connaissances permet d'établir une certitude scientifique à l'effet que l'exposition aux radiofréquences puisse avoir des effets biologiques ou de santé (leucémie, tumeurs au cerveau, effets neurologiques, etc.) en-deçà du seuil des effets thermiques, alors la réponse reste toujours négative.*

*Si par contre la question posée consiste à déterminer si l'état des connaissances établit un risque de tels effets biologiques ou de santé (leucémie, tumeurs au cerveau, effets neurologiques, etc.), alors la réponse est positive. »*<sup>146</sup>

---

<sup>144</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 45.

<sup>145</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 50.

<sup>146</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 54.

## 5.10 UC

[179] L'UC considère que le Projet n'est pas un projet typique du Distributeur et est particulièrement préoccupée par son impact sur la clientèle résidentielle et la répartition des coûts et bénéfices entre le Distributeur et les clients<sup>147</sup>.

[180] En cas de dépassement des budgets du Projet, l'UC recommande à la Régie de limiter les risques que les clients du Distributeur sont susceptibles d'encourir en déterminant un niveau maximum de contingences au-delà duquel le Distributeur aurait à assumer tout excédent de coûts par rapport à ses prévisions initiales<sup>148</sup>. L'intervenante propose donc que le Distributeur s'engage à assumer tous les coûts des trois phases du Projet supérieurs aux prévisions de coûts soumises dans le présent dossier pour l'ensemble du Projet, soit 997,4 M\$.

[181] De plus, l'UC indique que le Projet ne serait pas rentable, puisque l'analyse de ses impacts sur le revenu requis du Distributeur démontre qu'il entraîne des coûts supplémentaires pour les clients pour au moins 20 ans par rapport au scénario de référence<sup>149</sup>. Or les coûts et risques du Projet sont entièrement assumés par les clients du Distributeur et ne seraient aucunement compensés par quelque avantage ou bénéfice direct qu'ils peuvent tirer du Projet<sup>150</sup>.

[182] L'UC est également d'avis que la preuve du Distributeur ne démontre pas que le rythme de déploiement des CNG sur une période de 5 ans soit la solution optimale. Le Distributeur n'a présenté aucun scénario de déploiement sur une période différente. Selon l'intervenante, il aurait été plus pertinent d'étudier un scénario minimisant les coûts de radiation et d'amortissement accéléré des actifs ainsi que les coûts de réaffectation et de retraite anticipée pour les postes abolis<sup>151</sup>.

---

<sup>147</sup> Pièce C-UC-0045, page 5.

<sup>148</sup> Pièce C-UC-0045, page 35.

<sup>149</sup> Pièce C-UC-0045, page 36.

<sup>150</sup> Pièce C-UC-0045, page 37.

<sup>151</sup> Pièce C-UC-0045, page 36.

[183] Selon l'UC, les clients du Distributeur n'ont pas à assumer les coûts de radiation et d'amortissement accéléré des équipements n'ayant pas atteint leur fin de vie utile<sup>152</sup>.

[184] Au sujet de la fonction branchement/débranchement à distance, l'UC considère que les cas où cette fonctionnalité serait utilisée doivent être clairement identifiés et un suivi fréquent et rigoureux de l'évolution annuelle du nombre d'interruptions de services, du nombre d'ententes de paiement conclues et des comptes à recevoir doit être fait<sup>153</sup>.

[185] De plus, l'UC soumet que le Distributeur doit clairement informer ses clients du fait que les données qu'il recueille sur leur consommation serviront uniquement à des fins de facturation et de gestion du réseau électrique. Selon l'intervenante, le Distributeur ne peut, sans l'autorisation expresse d'un client, utiliser les données recueillies à d'autres fins, le tout conformément aux articles 35 à 40 du Code civil du Québec<sup>154</sup>.

[186] En conclusion, l'UC considère que la Régie ne doit pas approuver le Projet, tel que soumis par le Distributeur, notamment parce qu'il ne serait pas avantageux sur le plan économique et parce que le Distributeur omettrait de considérer le remplacement complet des CNG à la fin de leur vie utile<sup>155</sup>.

## 5.11 UMQ

[187] L'UMQ est favorable au virage technologique entrepris par le Distributeur, mais se questionne sur le caractère réaliste des économies anticipées d'environ 200 M\$.

[188] L'intervenante estime que *« ce n'est pas la mise en place massive de compteurs intelligents elle-même qui pose problème, c'est plutôt l'utilisation restreinte qui est faite des fonctionnalités disponibles qui laissent les consommateurs sans réels avantages suffisants de ce virage technologique. »*<sup>156</sup>

---

<sup>152</sup> Pièce C-UC-0045, page 38.

<sup>153</sup> Pièce C-UC-0045, page 35.

<sup>154</sup> Pièce C-UC-0045, page 37.

<sup>155</sup> Pièce C-UC-0045, page 36.

<sup>156</sup> Pièce C-UMQ-0044, page 2.

[189] L'UMQ note que le tiers des quinze ans de durée de vie utile des CNG aura été atteint avant que de nouvelles fonctionnalités, pour la plupart disponibles dès le début du déploiement massif du Projet, ne soient mises en opération avec les coûts additionnels d'intervention et possiblement les gains que ceci pourrait engendrer<sup>157</sup>.

[190] L'intervenante considère que la preuve présentée par le Distributeur est incomplète alors que, sous l'article 73 de la Loi, le Distributeur doit présenter des solutions alternatives au Projet et non pas une étude comparative impliquant un scénario de statu quo<sup>158</sup>.

[191] L'UMQ a néanmoins procédé à un examen approfondi de l'analyse économique du Projet en posant plusieurs hypothèses, notamment sur le calcul des valeurs résiduelles, le nombre réel de compteurs installés sur une période de 20 ans et la croissance du nombre d'abonnés sur la durée de vie du Projet<sup>159</sup>.

[192] Selon l'UMQ, le Distributeur aurait sous-estimé les coûts du scénario IMA de 130,7 M\$ et surestimé ceux du scénario de référence de 84,6 M\$. L'intervenante maintient que « *l'écart de prix significatif existant entre les compteurs IMA et les compteurs électroniques [...] se maintiendra de façon significative pour encore quelques années et que cet écart de prix affectera de façon différente les coûts dans le scénario de référence par rapport au scénario IMA.* »<sup>160</sup>. Il en résulte un effet net défavorable de 46,1 M\$ sur la justification économique du Projet présentée par le Distributeur.

[193] L'UMQ est également d'avis que les gains associés à la fonction branchement/débranchement à distance devraient être précisés dans les deux scénarios, puisque le Distributeur a indiqué que les coûts à facturer pour cette fonction sont différents des coûts d'une intervention physique<sup>161</sup>.

[194] Après avoir analysé l'ensemble de la preuve du Distributeur, l'UMQ conclut que le Projet ne génère pas des gains d'efficacité de l'ordre de 200 M\$, mais occasionne plutôt un coût additionnel estimé entre 123,9 M\$ et 360,4 M\$. Dans ce contexte, l'intervenante demande que le Projet intègre la mise en place de fonctionnalités additionnelles permettant des gains réels pour la clientèle, dans un horizon très rapproché.

---

<sup>157</sup> Pièce C-UMQ-0044, page 2.

<sup>158</sup> Pièce C-UMQ-0044, pages 3 à 10.

<sup>159</sup> Pièce C-UMQ-0044, pages 11 à 16.

<sup>160</sup> Pièce C-UMQ-0044, page 14.

<sup>161</sup> Pièce C-UMQ-0044, pages 15 et 16.

[195] Advenant l'autorisation du Projet, l'UMQ demande que le Distributeur fasse rapport de l'avancement du Projet, de la projection des coûts, de la réalisation des bénéfices attendus et des gains additionnels associés à la mise en place de nouvelles fonctionnalités en voie de déploiement, tel que suggéré par la firme Accenture<sup>162</sup>.

## 6. RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

### 6.1 SCFP-FTQ

[196] Sur les documents déposés par cet intervenant qui tente de démontrer que le Projet n'est pas socialement accepté par la population<sup>163</sup>, le Distributeur soumet que la Régie ne doit pas accorder de poids aux résultats du sondage et aux signatures recueillies<sup>164</sup>.

[197] Le Distributeur soumet que ce sondage a été effectué à la suite d'une campagne de désinformation et de dénigrement du Projet entreprise par le SCFP-FTQ, qui s'est terminée à la fin du mois de septembre 2011<sup>165</sup>.

[198] Sur l'analyse économique de l'intervenant, le Distributeur soumet qu'elle n'est pas appuyée par la preuve au dossier.

[199] Le Distributeur juge que :

*« l'analyse économique présentée par le SCFP-FTQ a emprunté des données de l'analyse financière et de l'analyse économique effectuées par HQD, lorsque celles-ci servaient la cause du SCFP-FTQ, mais d'autres furent écartées, sans motif, lorsqu'elles la desservaient. En effet, lorsque contre-interrogé sur les raisons de ces choix, le témoin n'a pas été en mesure de fournir une explication valable. Bref, aucune analyse rigoureuse, fiable et supportée par les données empiriques acquises au fil du temps n'a été présentée et HQD soumet qu'aucune crédibilité ne peut être accordée à cette analyse économique. »<sup>166</sup>*

---

<sup>162</sup> Pièce C-UMQ-0044, page 7.

<sup>163</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0013.

<sup>164</sup> Pièce B-0163, page 43.

<sup>165</sup> Pièce B-0163, pages 43 et 44.

<sup>166</sup> Pièce B-0163, page 45.

## 6.2 ROÉÉ

[200] Au sujet du témoignage de l'expert Bertsch mandaté par le ROÉÉ, le Distributeur considère que « *l'opinion exprimée par M. Bertsch se situe tout à fait à l'extérieur des limites de l'analyse que la Régie doit faire. M. Bertsch, à toutes fins pratiques, a en effet effectué une comparaison entre le projet IMA implanté par BCHydro et le projet du Distributeur pour, finalement, suggérer que des fonctionnalités additionnelles soient implantées.* »<sup>167</sup>

[201] Le Distributeur rappelle que le Projet qu'il présente a un périmètre bien défini et différent de celui souhaité par l'expert Bertsch et qu'il n'appartenait pas à ce dernier de redessiner son Projet.

## 6.3 OC

[202] D'après le Distributeur, la preuve de l'intervenante présume d'un certain nombre d'hypothèses pour justifier certaines des critiques formulées, sans que l'intervenante n'ait par ailleurs tenté, de quelque façon que ce soit, d'en vérifier la justesse (par exemple, la différence de prix entre un compteur électronique et un CNG, la durée de vie utile d'un compteur utilisé par HQD et le taux de roulement des employés)<sup>168</sup>.

# 7. ANALYSE ET OPINION DE LA RÉGIE

## 7.1 REMARQUES PRÉLIMINAIRES

[203] Le Projet vise la modernisation des équipements du Distributeur et la restructuration de certaines de ses opérations. Il est comparable à d'autres projets de même nature implantés au Canada, aux États-Unis et en Europe.

---

<sup>167</sup> Pièce B-0163, pages 45 et 46.

<sup>168</sup> Pièce B-0163, page 46.

[204] Pourtant, le Projet est mal accepté pour différentes raisons par plusieurs intervenants et certains clients du Distributeur. Il faut mentionner que le Projet a été l'objet d'une publicité négative dans les médias orchestrée par le syndicat des employés d'Hydro-Québec, le SCFP-FTQ. La Régie a reçu une avalanche de courriels d'opposants au Projet à la suite de cette publicité.

[205] Il incombe donc d'analyser le Projet non pas sur la base d'impressions ou d'hypothèses, mais sur la base de la preuve prépondérante au dossier.

[206] Dans ce contexte, il est bon de situer au départ la démarche du Distributeur.

[207] Cette démarche n'est pas différente de celle d'autres entreprises qui, un jour ou l'autre, arrivent à l'étape de devoir se restructurer et moderniser leurs opérations pour être plus efficaces et faire face à la concurrence.

[208] Dans le cas du Projet, les investissements et les charges d'exploitation sont des vases communicants. Le Distributeur investit dans des équipements modernes pour réduire ses charges d'exploitation.

[209] Concrètement, chez le Distributeur, les coûts de main-d'œuvre, incluant les bénéfices marginaux (fonds de retraite et autres avantages), constituent une part importante des charges d'exploitation. Ces charges représentent 25 % des charges d'opération du Distributeur.

[210] En analysant ce type de projet de restructuration qui implique l'implantation de nouvelles technologies, la Régie doit concilier l'intérêt public et l'intérêt des consommateurs et du Distributeur<sup>169</sup>.

[211] Ce faisant, la Régie peut tenir compte des politiques gouvernementales qui font partie du vaste concept de l'intérêt public. Les politiques gouvernementales sont de connaissance d'office pour un organisme de régulation économique comme la Régie.

---

<sup>169</sup> Article 5 de la Loi.

[212] Il y a inévitablement une certaine proximité entre l'intérêt du Distributeur (Hydro-Québec) et l'intérêt public. Hydro-Québec est une société d'état, mais également une société commerciale qui se doit, dans l'intérêt de son actionnaire (le gouvernement du Québec), d'être efficace et rentable.

[213] Le Projet du Distributeur est en ligne avec les orientations gouvernementales en place au moment de son élaboration :

*« Le Québec est sur la bonne voie en matière de productivité. Des progrès ont été réalisés, mais nous devons encore faire mieux. [...] »*

*Les nouvelles technologies, telles les technologies de l'information, sont également un facteur déterminant de l'amélioration de la productivité. Au cours des dernières années, l'utilisation des technologies numériques a connu une croissance fulgurante. Plusieurs sphères d'activité ont été touchées par ces innovations, notamment la santé et l'éducation.*

*La performance de l'économie québécoise et la compétitivité de ses entreprises ne peuvent connaître une croissance optimale sans tenir compte de cette nouvelle réalité et des possibilités immenses qu'elle offre. Toutefois, au Québec, les infrastructures actuelles risquent fort de ne plus être en mesure de fournir le niveau et la qualité de services requis d'ici quelques années. »<sup>170</sup>*

[214] Aux sections suivantes, la Régie analyse la preuve au dossier en suivant essentiellement le plan du Règlement qui prescrit les informations que le Distributeur doit fournir à la Régie pour faire approuver un projet. La Régie revient également sur certains aspects de la preuve des participants.

---

<sup>170</sup> Extraits du discours sur le budget 2011-2012, page 26; <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/DiscoursBudget.pdf>.

## 7.2 DESCRIPTION DU PROJET

[215] Le Projet vise le remplacement du parc actuel de compteurs électromécaniques et électroniques par des CNG.

[216] Le plan de remplacement inclut la mise en place d'une infrastructure IMA, le déploiement massif de CNG et l'implantation de trois fonctionnalités associées aux nouveaux compteurs : la relève à distance, le branchement/débranchement à distance et l'enregistrement des profils de consommation.

[217] La réalisation de ce plan est répartie en trois phases et est échelonnée sur la période 2012-2018.

[218] Par ailleurs, des fonctionnalités additionnelles pourraient être mises en place au cours des prochaines années, sujettes aux résultats d'analyses technico-économiques menées à ces fins.

[219] La phase 1 du Projet a un coût total prévu de 440,5 M\$ et comprend les éléments suivants<sup>171</sup> :

- la réalisation de travaux préparatoires d'une durée de 24 mois;
- la réalisation de projets-pilotes;
- l'acquisition et l'intégration au système d'Hydro-Québec d'un frontal d'acquisition de données et d'un système de gestion des données de mesures;
- le lancement d'appels de propositions relatives à l'acquisition et à l'installation de CNG, de collecteurs et de routeurs et de services de télécommunication;
- la mise en place des TI d'une IMA, notamment le développement de liens de communication avec le prestataire de services chargé de l'installation des CNG, le développement de la fonction d'interruption et de remise en service à distance et la mise en place d'un centre d'exploitation du mesurage, préalables au déploiement des CNG du Projet;

---

<sup>171</sup> Pièce B-0002, pages 3 et 4.

- le remplacement de 1,7 millions de compteurs dans la grande région de Montréal (Île de Montréal, Laval, municipalités de la couronne nord et une partie des municipalités de la couronne sud), de même que l’acquisition et l’installation des routeurs et collecteurs requis, le tout au cours de la période 2012-2013, mais qui s’échelonne jusqu’au premier semestre de 2014.

### **7.3 OBJECTIFS ET JUSTIFICATION DU PROJET**

[220] Le Projet vise (i) à assurer la pérennité du parc de compteurs, (ii) à réaliser des gains d’efficacité dans les opérations du Distributeur et (iii) à offrir aux clients de nouveaux services et un réseau de distribution d’électricité plus efficace.

[221] Comme mentionné à sa décision D-2011-124, la Régie doit voir si ces objectifs sont justifiés et nécessaires à la prestation du service de distribution d’électricité.

#### **7.3.1 ASSURER LA PÉRENNITÉ DU PARC DES COMPTEURS**

[222] Le vieillissement du parc de compteurs est un facteur essentiel à considérer dans l’analyse du Projet. Le mesurage et la facturation précise de l’électricité consommée par les clients sont deux activités au cœur des opérations du Distributeur.

[223] Le parc actuel de compteurs est composé de quelque trois millions de compteurs électromécaniques et d’environ 800 000 compteurs électroniques. En 2011, ce parc de compteurs avait un âge moyen de 22 ans.

[224] Les compteurs électroniques ont été implantés depuis quelques années et n’ont pas encore atteint leur durée de vie utile de 15 ans. Il en va cependant autrement des compteurs électromécaniques, dont la durée de vie prévue est de 25 ans. Ainsi, dans l’ensemble du parc de compteurs du Distributeur, plus de 45 % (1,7 millions) des compteurs électromécaniques excèdent actuellement leur durée de vie utile. D’ici 2016, il y en aura près de 500 000 de plus.

[225] Le Distributeur doit faire en sorte que ses compteurs respectent les normes de mesurage de Mesures Canada. Or, la nouvelle norme S-S-06 de Mesures Canada, déjà en vigueur pour les compteurs électroniques, sera en vigueur pour les compteurs électromécaniques dès 2014. Son application aux compteurs électromécaniques aura pour effet d'accroître non seulement le volume d'échantillonnage des compteurs, mais également de réduire la période de temps admissible pendant laquelle les lots de compteurs électromécaniques pourront être maintenus en service.

[226] La norme S-S-06 vise à atteindre un niveau de confiance faisant en sorte que 95 % des lots en service n'aient pas plus de 1 % de compteurs se situant à l'extérieur de la limite légale de 3 % d'écart. Pour atteindre efficacement ce niveau de confiance, un volume beaucoup plus important d'échantillons devra être prélevé auprès de la clientèle, selon la taille du lot. En plus d'augmenter le volume de compteurs à échantillonner, la nouvelle norme vient aussi resserrer les critères d'acceptabilité des résultats d'échantillonnage. De plus, la durée de la prolongation de la période de validité d'un sceau de Mesures Canada est régressive dans le temps. Ainsi, la durée de validité d'un sceau sera prolongée pour des périodes de plus en plus courtes. Ce changement aura pour effet de limiter le nombre d'années pendant lesquelles un appareil pourra être en service.

### 7.3.2 GAINS D'EFFICIENCE

[227] Comme mentionné plus haut, les charges annuelles relatives à la masse salariale représentent près de 25 % du coût de distribution et de service à la clientèle du Distributeur<sup>172</sup>. Considérant que la tarification des services du Distributeur est basée sur son coût de service, l'élimination de 726 postes — 603 postes de releveurs, 102 postes liés à l'activité interruption et remise en service, 21 postes de représentants au service à la clientèle, réduction d'autres coûts (véhicules, d'essence, etc.) reliés à ces activités — est, *a priori*, une démarche profitable, tant pour le Distributeur que pour les clients.

[228] Il est important de rappeler que la Régie, lorsqu'elle fixe ou modifie les tarifs de distribution d'électricité, porte un jugement sur la nécessité des dépenses (charges d'exploitation) du Distributeur. Pour être incluses au coût de service du Distributeur, les dépenses doivent être considérées nécessaires « *pour assumer le coût de la prestation du service* » au sens du paragraphe 2 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi.

---

<sup>172</sup> Dossier R-3814-2012, pièce B-0024, page 5.

[229] Ainsi, dans la mesure où l'infrastructure IMA et les CNG permettent d'effectuer différentes activités automatiquement et à moindre coût, les dépenses reliées aux anciennes façons de faire devraient normalement ne plus être considérées comme des dépenses nécessaires à la prestation du service.

[230] La preuve montre que le Distributeur dispose actuellement d'une fenêtre d'opportunité pour réorganiser ses opérations sans créer d'inconvénients significatifs pour ses employés.

[231] Des 726 postes affectés par cette réorganisation du travail, 180 seront éliminés par des départs à la retraite déjà prévus, 270 postes temporaires ne seront pas renouvelés et 96 découleront de démissions dans le cadre du roulement ordinaire du personnel du Distributeur.

[232] En fait, seulement 180 employés permanents devront être relocalisés. À cet égard, le Distributeur a prévu que ces employés pourront être réaffectés ailleurs au sein d'Hydro-Québec, puisque plus de 2 150 postes devront être comblés d'ici la fin du déploiement du Projet.

[233] Ainsi, contrairement à ce qui a été véhiculé dans les médias et par le SCFP-FTQ, la preuve ne démontre pas que 1 000 employés se retrouveront sans travail à la suite du déploiement du Projet.

### **7.3.3 OFFRE DE NOUVEAUX SERVICES**

[234] Le Projet offre des bénéfices concrets aux clients : (i) l'obtention rapide d'informations précises sur les pannes, (ii) le fait que les releveurs de compteurs n'auront plus à accéder à leur propriété et (iii) une facturation basée sur des données de consommation réelles et non estimées.

[235] L'avantage de la facturation basée sur la lecture réelle des données enregistrées par les CNG n'est pas négligeable. Plus de 50 % des plaintes des consommateurs devant la Régie portent sur la consommation et la facturation d'électricité. Il est donc plausible que la facturation sur la base de la consommation réelle diminue le nombre de ces différends, au bénéfice des clients du Distributeur.

[236] Plusieurs intervenants, dont le GRAME, le RNCREQ, S.É./AQLPA et l'UMQ, ont indiqué que le périmètre du Projet était trop restreint et ne permettait pas d'utiliser à court terme les nombreuses fonctionnalités offertes par les CNG (ex. gestion de la consommation, réseau domestique, etc.).

[237] Il faut rappeler que la décision D-2011-124 a encadré le débat et l'a limité à l'évaluation du Projet, tel que présenté par le Distributeur :

*« [37] [...] En ce qui a trait au troisième objectif, la Régie entend contenir le débat à la possibilité [la Régie a souligné dans la décision D-2011-124] que les équipements du Projet — c'est-à-dire les compteurs de nouvelle génération, les TI et l'IMA — puissent évoluer vers de nouveaux services aux clients et de nouvelles mesures de gestion du réseau.*

*[38] Cela étant dit, il ne faut pas confondre (i) la possibilité que les technologies mises en place par le Distributeur dans le cadre du Projet puissent évoluer vers de nouvelles fonctionnalités et (ii) l'analyse économique et l'autorisation, dans le cadre de projets à venir, de ces autres fonctionnalités.*

*[39] Dans le cadre de cette demande, la Régie n'étudie pas les projets à venir mais le Projet. Il y a donc là un dosage pratique à faire entre ce qui doit être discuté en phase I ou ce qui peut l'être plus tard. À cet égard, la Régie devra tenir compte du fait que cette demande porte sur la première phase d'un projet prévu en trois phases et que certains effets de la première phase du projet pourraient devenir ultérieurement inéluctables. »<sup>173</sup>*

[238] À cet égard, la preuve démontre que la technologie introduite par le Projet offre la possibilité d'ajouter de nouvelles fonctionnalités en temps opportun.

[239] Le Distributeur a expliqué l'état d'avancement de son plan d'implantation d'un ensemble de nouvelles fonctionnalités propres aux CNG et son échéancier. Ainsi, dès 2012, la gestion des pannes et la prévision de la demande à partir des profils de consommation devraient être implantées. La détection de la subtilisation, la gestion de la consommation par l'actualisation quotidienne de pages-web clients et la mesure de la tension au compteur (en lien avec l'efficacité énergétique et le projet CATVAR) doivent

---

<sup>173</sup> Décision D-2011-124, pages 11 et 12.

être disponibles dès 2013. D'autres fonctionnalités sont sujettes à une implantation éventuelle entre 2015 et 2017<sup>174</sup>.

[240] En somme, bien que le Projet soit circonscrit actuellement à un nombre restreint de fonctionnalités, la Régie constate qu'il répond au troisième objectif cité plus haut, soit « *la possibilité que les technologies mises en place par le Distributeur dans le cadre du Projet puissent évoluer vers de nouvelles fonctionnalités* ». Il s'agit donc d'un projet structurant susceptible d'être bonifié à terme par l'ajout de nouvelles fonctionnalités, au bénéfice des clients du Distributeur.

#### **7.4 ÉTUDE DE FAISABILITÉ ET ANALYSES ÉCONOMIQUES DU PROJET**

[241] Le Distributeur a élaboré deux scénarios pour expliquer l'économie du Projet :

- Scénario IMA : déploiement massif de CNG en trois phases sur une période de 5 ans (le Projet);
- Scénario de référence : remplacement progressif du parc de compteurs existants par des compteurs électroniques sur une période de 20 ans.

##### **7.4.1 SCÉNARIO IMA (LE PROJET)**

[242] Selon ce scénario, le Distributeur procèdera au remplacement de 3,8 millions de compteurs au cours de la période 2012-2017. L'infrastructure IMA nécessite l'installation d'une masse critique de compteurs CNG et d'équipements de télécommunication (routeurs et collecteurs) pour permettre le maillage des différentes composantes du système<sup>175</sup>.

---

<sup>174</sup> Pièce B-0098, pages 15 et 16.

<sup>175</sup> Pièce B-0006, page 29.

[243] Les investissements nécessaires à la mise en place des TI de l'IMA sont prévus en 2012. Ceux reliés à l'achat et l'installation des CNG seront concentrés au cours de la période 2013-2017.

[244] Le scénario IMA prévoit également que le Distributeur devra réinvestir en 2018 et 2025 dans des équipements de TI et d'IMA pour tenir compte de la durée de vie utile de ces équipements<sup>176</sup>. Des investissements sont également prévus pour remplacer environ 28 % du parc de compteurs<sup>177</sup> entre 2027 et 2031, au terme de la durée de validité des sceaux de certains lots de CNG.

#### 7.4.2 SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

[245] Ce scénario prévoit que le Distributeur remplacerait les compteurs électromécaniques par des compteurs électroniques sur une période de 20 ans. Il procéderait d'abord au remplacement des compteurs électromécaniques les plus âgés, afin de rajeunir progressivement son parc de compteurs.

[246] Selon ce scénario, en raison du vieillissement du parc de compteurs et de la nouvelle norme S-S-06 de Mesures Canada, le Distributeur fixerait la cadence de remplacement des compteurs à un rythme variant entre 342 500 et 370 400 compteurs par année, de 2012 à 2016. Pour les années suivantes, soit de 2017 à 2031, le rythme de remplacement ralentirait à 138 000 par année<sup>178</sup>.

[247] Ce scénario suppose que la relève des compteurs électroniques se ferait manuellement. Pour ce faire, 600 employés munis de MOM seraient nécessaires. Pour certains clients commerciaux, la relève des compteurs pourrait se faire à distance<sup>179</sup>.

---

<sup>176</sup> Pièce B-0006, pages 38 et 39.

<sup>177</sup> Pièce B-0072, page 14.

<sup>178</sup> Pièce B-0029, page 13.

<sup>179</sup> Pièce B-0006, page 38.

### 7.4.3 ÉTUDE DE FAISABILITÉ

[248] Le Distributeur a défini un certain nombre de paramètres pour son étude de faisabilité. À cette fin, il a utilisé les résultats de balisages portant sur des projets similaires et particulièrement sur les durées de vie et les taux de rejet des CNG et des équipements complémentaires.

[249] Un premier balisage indique que des organismes réglementaires auxquels ont été présentés des projets similaires ont généralement accepté que les CNG ont une durée de vie comptable de 15 ans. De plus, dans ses appels de propositions, le Distributeur a exigé des soumissionnaires qu'ils indiquent la durée de vie utile de leurs équipements. Les fournisseurs retenus par le Distributeur, au terme du second appel de propositions visant l'acquisition des compteurs, ont indiqué que leurs CNG, pour les clients résidentiels et la clientèle industrielle et institutionnelle, ont une durée de vie technique de 20 ans ou plus. Le Distributeur a donc retenu une durée de vie comptable de 15 ans, en ligne avec l'industrie<sup>180</sup>.

[250] Un second balisage indique que les compteurs ne sont pas remplacés systématiquement à la fin de la durée de vie comptable de 15 ans. Le taux de remplacement des CNG serait de 3,5 % en moyenne par année entre la 15<sup>e</sup> et la 20<sup>e</sup> année, pour un total d'environ 17,5 % sur 5 ans<sup>181</sup>.

[251] Enfin, sur la base de l'expérience acquise dans la gestion de son parc de compteurs, le Distributeur constate que le pourcentage de rejet des différents lots de compteurs électromécaniques échantillonnés au cours des quatre dernières années est de 0,7 % par an, en moyenne. Sur une période de 5 ans, la proportion totale de rejet oscillerait donc entre 3,5 et 4 %.

[252] Le Distributeur admet qu'il est difficile de tirer une conclusion applicable aux CNG à partir de l'expérience vécue avec les compteurs électromécaniques assujettis à l'ancienne norme de Mesures Canada<sup>182</sup>. Néanmoins, l'âge du parc actuel de compteurs ainsi que la mise en vigueur de la nouvelle norme S-S-06 ont comme conséquence d'accentuer le potentiel de rejet de grands lots de compteurs<sup>183</sup>. Cette situation explique

---

<sup>180</sup> Pièce B-0016, question 1.2, page 4.

<sup>181</sup> Pièce B-0072, page 14 et pièce B-0110, page 4, tableau E-15.

<sup>182</sup> Pièce B-0072, page 15.

<sup>183</sup> Pièce B-0072, page 12.

l'accélération du nombre de compteurs remplacés au cours des cinq premières années dans le scénario de référence.

[253] En s'appuyant sur les résultats de ces balisages, le Distributeur utilise donc, aux fins de l'étude de faisabilité, une durée de vie comptable de 15 ans jumelée à une durée de vie utile de 20 ans, ainsi qu'un taux de rejet environ sept fois supérieur (28 %) au taux de rejet moyen observé précédemment, afin de tenir compte des risques associés à toutes nouvelles technologies<sup>184</sup>.

[254] Le tableau 2 présente les résultats de l'étude de faisabilité sur une période de 20 ans.

**TABLEAU 2**  
**COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS (M\$ ACTUALISÉS 2011)**

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031	<b>Scénario IMA*</b>	<b>Scénario de référence</b>	<b>Écart</b>
Investissements	720,1	500,4	<b>219,7</b>
Charges d'exploitation	365,3	871,8	<b>(506,5)</b>
Taxe sur les services publics	1,5	-	<b>1,5</b>
Valeurs résiduelles	(85,6)	(81,2)	<b>(4,4)</b>
<b>Total</b>	<b>1 001,3</b>	<b>1 291,0</b>	<b>(289,7)</b>

\* excluant l'infrastructure TI

Source : Pièce B-0006, page 39, tableau 7

[255] Le scénario IMA (le Projet) a un coût actualisé de 289,7 M\$ inférieur à celui du scénario de référence sur une période de 20 ans, excluant l'investissement de 87,8 M\$ requis pour la mise en place des TI de l'infrastructure IMA<sup>185</sup>.

<sup>184</sup> Pièce B-0072, page 15.

<sup>185</sup> Pièce B-0006, pages 39 et 40.

#### 7.4.4 RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES

[256] Afin de tester la robustesse des résultats de l'étude de faisabilité et de démontrer l'avantage de la solution IMA, le Distributeur a réalisé trois autres analyses économiques pour répondre aux demandes de la Régie et de certains intervenants. Le tableau suivant montre les résultats obtenus, en dollars actualisés 2011, des différentes analyses économiques demandées<sup>186</sup>.

**TABLEAU 3**  
**RÉSULTATS DE DIFFÉRENTES ANALYSES ÉCONOMIQUES**

M\$ (actualisés 2011) période d'analyse 2011-2031 sauf indication contraire	Infrastructure	Scénario	Scénario de	Économies	VAN
	TI	IMA	référence	Référence - IMA	
	(1)	(2)	(3)	(4) = (3)-(2)	(5) = (1)+(4)
Analyse économique du Distributeur sur une période de 20 ans <sup>1</sup>	(87,8)	1 001,3	1 291,0	289,7	201,9
Analyse économique du Distributeur sur une période de 15 ans <sup>2</sup>	(87,8)	973,2	1 189,6	216,4	128,6
<b>Scénarios hypothétiques</b>					
Remplacement des compteurs de nouvelle génération, des routeurs et des collecteurs du scénario IMA après 15 ans <sup>3</sup>	(87,8)	1 046,4	1 291,0	244,6	156,8
Remplacement uniforme des compteurs actuels par des compteurs électroniques du scénario de référence	(87,8)	1 001,3	1 222,5	221,2	133,4

Notes :

(1) : Analyse effectuée à la demande de OC (question 4.1 de OC à la pièce HQD-4, document 6.1).

(2) : Analyse effectuée à la demande de UC (question 21.1 de UC à la pièce HQD-4, document 11.1).

(3) : Scénario hypothétique réalisé à la demande de la FCEI (question 1.10 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.1).

Source : Pièce B-0072, page 16, tableau 5

##### 7.4.4.1 Analyse économique incluant les investissements en TI

[257] La première analyse reprend les données de l'étude de faisabilité, en incluant cette fois les coûts relatifs à la mise en place des TI. Les gains d'efficacité du Projet sont estimés à 201,9 M\$ sur 20 ans.

<sup>186</sup> Pièce B-0072, pages 15 à 21.

#### **7.4.4.2 Analyse économique sur une période de 15 ans**

[258] Pour cette analyse, le Distributeur a retenu les hypothèses suivantes :

- pour le scénario IMA, aucun remplacement de CNG à la fin de leur durée de vie comptable;
- pour le scénario de référence, le remplacement de tout le parc de compteurs sur une période de 15 ans au lieu de 20 ans, tout en conservant le même rythme de remplacement au cours des cinq premières années que dans l'analyse économique réalisée sur 20 ans.

[259] Cette analyse économique a pour effet de restreindre les gains associés au déploiement du Projet. Seuls les gains procurés par la première année du déploiement massif sont pleinement crédités dans l'analyse sur 15 ans. Néanmoins, le résultat obtenu démontre que le scénario IMA demeure avantageux par rapport au scénario de référence, avantage évalué à 128,6 M\$ sur 15 ans, incluant les investissements en TI.

#### **7.4.4.3 Analyse économique intégrant le remplacement des CNG et des équipements complémentaires après 15 ans pour le scénario IMA**

[260] Cette analyse est basée sur le remplacement, dans le cas du scénario IMA, de tous les CNG, collecteurs et routeurs installés après 15 ans, soit entre 2027 et 2031.

[261] Le Distributeur a transposé les coûts d'achat et d'installation des équipements mis en place lors de la période 2012-2017 à la période 2027-2031, selon les hypothèses suivantes :

- majoration des coûts d'installation des différents équipements de 3 % par année;
- maintien du coût d'acquisition des différents équipements au niveau des prix de la période 2012-2017.

[262] Cette analyse a pour effet de hausser les coûts d'investissement pour le scénario IMA de 180 M\$. Toutefois, comme la période d'analyse est de 20 ans, le remplacement des différents équipements, notamment les CNG, se solde par une augmentation de leur valeur résiduelle de 135 M\$. Il en résulte alors un accroissement net de la valeur actualisée du scénario IMA de 45 M\$ par rapport au scénario IMA de l'étude originale.

[263] Dans le cadre de cette analyse, les résultats obtenus indiquent que le scénario IMA demeure avantageux, avec des gains nets de 156,8 M\$ sur 20 ans par rapport au scénario de référence.

#### **7.4.4.4 Analyse économique intégrant le remplacement annuel uniforme des compteurs actuels par des compteurs électroniques au scénario de référence**

[264] Cette analyse est basée sur un scénario de référence modifié où les compteurs électromécaniques sont remplacés par des compteurs électroniques selon un rythme de remplacement uniforme de 191 262 compteurs par année pendant 20 ans.

[265] Le résultat de cette autre analyse démontre que, même en supposant un rythme de remplacement uniforme, le scénario IMA demeure avantageux par rapport au scénario de référence avec un gain de 133,4 M\$ sur 20 ans.

### **7.4.5 POSITION DES INTERVENANTS SUR LES ANALYSES ÉCONOMIQUES DU DISTRIBUTEUR**

#### **7.4.5.1 Coûts des TI de l'infrastructure IMA**

[266] La FCEI, OC, le SCFP-FTQ, l'UC et l'UMQ<sup>187</sup> soumettent que l'analyse économique du Projet doit inclure les investissements en TI de 87,8 M\$ au scénario IMA.

---

<sup>187</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 12; pièce C-OC-0021, pages 5 et 6; pièce C-SCFP-FTQ-0011, pages 8 à 10; pièce C-UC-0045, page 21 et pièce C-UMQ-0044, tableau sommaire, page 12.

#### 7.4.5.2 Volumétrie des compteurs

[267] La FCEI, le SCFP-FTQ, l'UC et l'UMQ remettent en question les hypothèses de volumétrie des compteurs utilisées aux deux scénarios du Distributeur.

[268] La FCEI et l'UMQ constatent que le nombre de remplacements de CNG au scénario IMA est nettement sous-évalué<sup>188</sup>. Pour ces intervenantes, le Distributeur n'a pas fait la démonstration que le taux de remplacement de 28 % entre 2027 et 2031 est suffisant pour combler les besoins de remplacement sur la période d'analyse.

[269] D'une part, ces intervenantes soulignent que ce taux de remplacement est établi en référence à un taux de rejet de compteurs électromécaniques, alors que le scénario IMA porte exclusivement sur des compteurs électroniques.

[270] D'autre part, le Distributeur s'appuie, à leur avis, sur un balisage dont les résultats ont trait à des compteurs électroniques et non des compteurs IMA.

[271] Enfin, elles soulignent qu'il ne suffit pas de mentionner que de tels remplacements de compteurs sont inclus aux activités régulières de maintenance du Distributeur pour les exclure de la justification économique du Projet.

[272] Ces intervenantes considèrent que le Distributeur ne peut établir le taux de remplacement des CNG sans tenir compte du fait que des compteurs devront être remplacés bien avant la fin de leur durée de vie comptable et même dès les premières années, dans certains cas<sup>189</sup>.

[273] En se référant aux résultats de balisage du Distributeur, la FCEI et l'UMQ estiment que le scénario IMA doit tenir compte des coûts reliés au remplacement de CNG rejetés non seulement à la suite d'échantillonnage, mais également d'étalonnage et de maintien correctif.

---

<sup>188</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 13 à 16 et pièce C-UMQ-0031, pages 9 à 14.

<sup>189</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 12 à 14 et pièce C-UMQ-0031, pages 13 et 14.

[274] Ces intervenantes suggèrent d'inclure au scénario IMA des coûts qui refléteraient un taux de remplacement annuel progressif de 1 % à 4,75 % sur la durée des analyses économiques. Ce taux progressif permettrait, selon ces intervenantes, de tenir compte à la fois du taux de remplacement des compteurs défectueux et du remplacement des compteurs en fin de vie utile<sup>190</sup>.

[275] L'UMQ soumet, avec l'appui de la FCEI, que l'intégration au scénario IMA de l'ensemble de ces facteurs et l'accroissement du parc de compteurs feraient passer la volumétrie des CNG à 5,6 millions. Le taux de remplacement que le Distributeur aurait dû utiliser dans son scénario IMA serait d'un peu plus de 50 % sur 20 ans. Les coûts du Projet devraient donc être ajustés, en conséquence, à la hausse<sup>191</sup>.

[276] Le SCFP-FTQ considère également que la volumétrie de remplacement des compteurs, présentée par le Distributeur, est insuffisante dans le cadre du scénario IMA. Puisque la durée de vie des CNG est de 15 ans, l'intervenant soumet que l'ensemble des compteurs installés durant la période de déploiement devraient être remplacés entre 2027 et 2031. Le scénario IMA devrait alors inclure 7,4 millions de compteurs, en considérant un taux de remplacement de 100 %. Le coût du Projet serait donc plus élevé que celui indiqué par le Distributeur<sup>192</sup>.

[277] L'UC soumet que le Distributeur ne justifie pas adéquatement son hypothèse de ne remplacer que 28 % des CNG ayant atteint la fin de leur vie utile. Selon l'intervenante, le Distributeur ne ferait qu'étaler le remplacement des CNG sur plusieurs années, afin de réduire l'impact d'un remplacement massif de compteurs au terme de leur vie utile. L'UC est ainsi d'avis que le scénario IMA devrait inclure un remplacement hâtif des compteurs lors des premiers échantillonnages ainsi que de tous les CNG à la fin de leur vie utile<sup>193</sup>.

---

<sup>190</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 12 à 14 et pièce C-UMQ-0031, pages 16 et 17.

<sup>191</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 12 à 14 et pièce C-UMQ-0031, pages 18 à 20.

<sup>192</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0011, pages 18 et 19.

<sup>193</sup> Pièce C-UC-0045, page 22.

[278] Quant au scénario de référence, la FCEI et l'UMQ considèrent que ce scénario devrait tenir compte de l'impact de la nouvelle norme S-S-06 de Mesures Canada sur la durée de vie des compteurs existants. En imposant une diminution progressive de la période de prolongation du sseau lors de l'échantillonnage et du renouvellement des lots de compteurs, ces intervenantes considèrent que cette norme a pour effet d'en réduire la durée de vie. Les intervenantes suggèrent d'en tenir compte en appliquant une réduction de 20 % à la durée de vie comptable des compteurs. La FCEI suggère aussi d'ajouter un ajustement additionnel de 20 M\$ au résultat de l'UMQ à cet égard.

[279] Pour sa part, le SCFP-FTQ considère que le Distributeur n'aurait pas démontré, au scénario de référence, qu'un nombre plus élevé de compteurs électromécaniques devraient nécessairement être remplacés au cours des cinq premières années. À son avis, le Distributeur augmenterait artificiellement le nombre de compteurs à remplacer. Au contraire, le nombre moyen de compteurs à remplacer annuellement devrait être constant sur la période étudiée.

[280] De plus, afin de tenir compte de la durée de vie de 15 ans des compteurs électroniques, le SCFP-FTQ est d'avis que le nombre annuel moyen de compteurs à remplacer devrait être doublé pour chacune des cinq dernières années du scénario de référence. La volumétrie de ce scénario serait ainsi de 4,8 millions de compteurs au lieu de 3,8 millions comme l'avance le Distributeur<sup>194</sup>.

### **7.4.5.3 Croissance du parc de compteurs**

[281] La FCEI et l'UMQ soumettent que les différents scénarios doivent prévoir la croissance du parc de compteurs reliée au branchement de nouveaux abonnés<sup>195</sup>.

[282] Pour tenir compte de cette réalité, l'UMQ intègre à son analyse économique 50 000 nouveaux abonnés par an sur la période d'analyse, tant pour le scénario IMA que pour le scénario de référence. Selon l'intervenante, tout ajout de compteurs requerrait une expansion du réseau de télécommunication et donc des coûts y reliés<sup>196</sup>.

---

<sup>194</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0011, pages 16 et 17.

<sup>195</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 17 et 18 et pièce C-UMQ-0031, pages 27 à 30.

<sup>196</sup> Pièce C-UMQ-0031, page 29.

[283] La FCEI et l'UMQ soulignent l'importance de tenir compte de la croissance de la clientèle aux analyses économiques, notamment parce que les prix des équipements diffèrent pour les deux technologies (compteurs IMA et compteurs électroniques) et que cela doit mener à des résultats différents aux deux scénarios<sup>197</sup>.

[284] Ainsi, en tenant compte d'un écart approximatif de 50 \$ entre le prix unitaire des compteurs IMA et celui des compteurs électroniques, le différentiel de coûts actualisés entre les deux scénarios attribuable à l'intégration de la croissance naturelle de la clientèle sur la période d'analyse favoriserait le scénario de référence et induirait un effet net défavorable de 46 M\$ sur l'analyse économique du Projet, telle que présentée par le Distributeur<sup>198</sup>.

[285] OC appuie l'analyse de l'UMQ à cet égard. Elle considère que la croissance de la clientèle est déterminante pour analyser l'économie du Projet, étant donné que la croissance des coûts des deux scénarios économiques ne serait pas nécessairement linéaire pour chaque nouvelle installation électrique<sup>199</sup>.

#### **7.4.5.4 Remplacement temporaire des compteurs**

[286] Le Distributeur indique que des compteurs électroniques encore fonctionnels, mais qui devront être remplacés au cours du déploiement massif de CNG en phase 1 du Projet, serviront à remplacer temporairement des compteurs électromécaniques en fin de vie utile, localisés dans les régions ciblées par les phases 2 et 3 du Projet. Le Distributeur entend absorber les coûts de ces remplacements dans le cadre de ses activités courantes.

[287] La FCEI, l'UC et l'UMQ considèrent que ces coûts devraient être inclus à l'analyse économique du Projet. Les intervenantes soulignent que le Distributeur estime à 200 000 le nombre de compteurs encore valides qui pourront être réutilisés. Les intervenantes évaluent que les coûts liés aux remplacements temporaires de compteurs auraient un impact négatif sur l'analyse économique du Projet, se situant entre 25 M\$ et 123,5 M\$<sup>200</sup>.

---

<sup>197</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 16 et 17 et pièce C-UMQ-0031, pages 29 et 30.

<sup>198</sup> Pièce C-FCEI-0032, page 18 et pièce C-UMQ-0044, pages 13 et 14.

<sup>199</sup> Pièce C-OC-0021, page 8.

<sup>200</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 18 à 21; pièce C-UC-0045, page 23 et pièce C-UMQ-0031, pages 31 à 33.

#### 7.4.5.5 Le calcul des gains d'efficience aux scénarios IMA et de référence

[288] Le RNCREQ évalue que le scénario de référence, tel que présenté par le Distributeur, comporte des lacunes et des omissions qui en sous-estiment les gains.

[289] Pour l'intervenant, l'hypothèse du Distributeur voulant que les coûts de la masse salariale augmentent de 3 % par année pendant les vingt prochaines années n'est pas crédible. La relève des compteurs électroniques par MOM ou en mode « *drive-by* » induirait, selon l'intervenant, des gains de productivité au niveau du nombre de lectures de compteurs qu'un releveur peut effectuer sur une base horaire<sup>201</sup>.

[290] Le RNCREQ estime que le coût d'installation des compteurs électroniques est trop élevé. Selon l'intervenant, le Distributeur utilise un coût qui s'apparente davantage à un prix à la pièce qu'à un prix de gros. Ainsi, avec un prix en lien avec un déploiement massif, les coûts d'implantation des compteurs électroniques seraient, à son avis, significativement plus bas que les coûts présentés au scénario de référence. Ceci a pour conséquence de surestimer les gains propres au scénario IMA<sup>202</sup>.

[291] Le SCFP-FTQ considère que les gains d'efficience du Projet ont été surestimés en intégrant des réductions de coûts et certains revenus dans le scénario IMA. Pour l'intervenant, les coûts de main-d'œuvre des centres d'appel et ceux du service de recouvrement sont déjà inclus au scénario de référence. Il aurait fallu que ces coûts soient également inclus au scénario IMA pour mesurer les gains d'efficience découlant du Projet. Cette omission, selon l'intervenant, doublerait les gains d'efficience du Projet<sup>203</sup>.

[292] La FCEI et l'UMQ soumettent que le scénario de référence ne reflète pas adéquatement le potentiel d'efficience provenant de l'utilisation du mode de saisie automatisé des données de lecture des compteurs électroniques au moyen de MOM<sup>204</sup>.

[293] L'UMQ suggère que le scénario de référence, basé sur l'installation de compteurs électroniques, soit bonifié en tenant compte de gains d'efficience de 40 % rattachés à l'utilisation de MOM<sup>205</sup>.

---

<sup>201</sup> Pièce C-RNCREQ-0027, pages 25 et 26.

<sup>202</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, page 8.

<sup>203</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 20.

<sup>204</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 19 et 21 et pièce C-UMQ-0044, pages 33 et 42.

<sup>205</sup> Pièce C-UMQ-0044, page 38.

[294] Pour la FCEI, le facteur d'efficience proposé par l'UMQ serait même trop conservateur. Le potentiel d'efficience qu'aurait dû refléter le scénario de référence en généralisant l'utilisation de MOM est estimé à 85 M\$ par l'UMQ, alors que la FCEI l'estime à 115 M\$<sup>206</sup>.

#### **7.4.5.6 Sommaire des positions des intervenants sur les analyses économiques du Distributeur**

[295] La FCEI considère que le Projet, tel que présenté par le Distributeur, n'est pas rentable et génère des coûts supérieurs au scénario de référence de l'ordre de 51 M\$ à 150 M\$.

[296] Le SCFP-FTQ est d'avis qu'en intégrant au scénario IMA les coûts des TI, le remplacement de l'ensemble des CNG à la fin de leur vie utile et l'élimination des réductions de coûts et revenus de l'analyse économique, le Projet ne présente aucun gain par rapport au scénario de référence, mais plutôt des pertes de 104,4 M\$.

[297] L'UMQ estime que l'impact de l'ensemble des facteurs mentionnés précédemment sur l'analyse économique du Projet fait en sorte qu'*« on ne parle pas de gains de l'ordre de 200 millions de dollars, mais plutôt d'un coût additionnel à être supporté par la clientèle de l'ordre de 123,9 millions de dollars à 360,4 millions de dollars. »*<sup>207</sup>

#### **7.4.6 RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR AUX POSITIONS DES INTERVENANTS SUR LES ANALYSES ÉCONOMIQUES**

[298] Le Distributeur considère raisonnable son hypothèse voulant que le prix des CNG ait une tendance à la baisse au cours des prochaines années et que celui des compteurs électroniques augmente en raison de la diminution de l'offre de ce type d'équipement.

[299] De plus, le Distributeur juge que les hypothèses de l'UMQ sur le rythme de remplacement des compteurs au scénario de référence ne sont pas appropriées.

---

<sup>206</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 20 et 21.

<sup>207</sup> Pièce C-UMQ-0044, page 17.

[300] Le Distributeur rappelle qu'il a volontairement réduit ses activités de remplacement de compteurs au cours des dernières années. Ce faisant, les données historiques utilisées par l'UMQ sous-estiment le nombre de remplacements requis au cours des cinq prochaines années. Par ailleurs, la gestion de lots de compteurs de plus en plus petits et l'application de la nouvelle norme S-S-06 de Mesures Canada entraîneront une cadence de remplacement plus élevée. Il s'ensuit que les taux de remplacement utilisés par l'UMQ ne reflètent pas la situation qui prévaudra au cours des prochaines années<sup>208</sup>.

[301] Quant aux hypothèses des intervenants sur la croissance du parc de compteurs reliée aux nouveaux abonnements, le Distributeur est d'avis que l'intégration d'un tel facteur dans les analyses économiques introduirait une source d'imprécision tenant aux multiples hypothèses pouvant être élaborées sur la croissance annuelle du nombre d'abonnements à long terme.

[302] Le Distributeur explique avoir préféré s'en tenir au remplacement du parc existant. Il rappelle que l'examen de la croissance du parc de compteurs se fait dans le cadre du dépôt des budgets liés à ses activités de base lors de l'examen annuel des dossiers tarifaires<sup>209</sup>.

[303] De plus, le Distributeur ne retient pas les résultats des analyses de différents intervenants portant sur le remplacement temporaire des compteurs et l'écart de volumétrie entre les deux scénarios.

[304] Il soumet, d'une part, qu'une demande de dispense temporaire sera déposée auprès de Mesures Canada et que cela aura pour effet de réduire une part importante des coûts de remplacement de compteurs lors du déploiement du Projet<sup>210</sup>. D'autre part, l'installation de CNG dans le cadre de ses opérations courantes quelques temps avant la mise en service des TI de l'infrastructure IMA, a été intégrée dans ses activités de base<sup>211</sup>. Ce faisant, le Distributeur peut éviter le remplacement inutile de compteurs au cours du déploiement du Projet.

---

<sup>208</sup> Pièce B-0166, page 6.

<sup>209</sup> Pièce B-0166, page 8.

<sup>210</sup> Pièce B-0166, page 9.

<sup>211</sup> Pièce A-0155, pages 195 et 196.

[305] En ce qui a trait aux gains d'efficience propres au scénario de référence, le Distributeur soumet que de tels gains ne peuvent résulter de l'application d'une simple extrapolation linéaire. Il explique que plusieurs composantes du coût de relève ne varient pas en fonction du temps requis pour effectuer la lecture des compteurs.

[306] De plus, le Distributeur souligne que son expérience en relève de compteurs lui permet de croire que les gains d'efficience propres au scénario de référence, suggérés notamment par l'UMQ, seraient marginaux<sup>212</sup>.

[307] Les coûts inhérents à la refonte des routes, au nombre de sites, aux différentes topologies (rural, semi-urbain, urbain), au respect des conventions collectives, aux équipements informatiques (MOM, télécommunications et véhicules) et à la vitesse de conversion du parc de compteurs risquent d'être tout aussi importants que les gains escomptés en matière de relève<sup>213</sup>.

[308] Enfin, relativement à l'intégration de réductions de coûts et de revenus au scénario IMA, le Distributeur souligne que les deux scénarios incorporent tous les coûts communs, tels que l'installation et l'acquisition des compteurs, les télécommunications et la relève des compteurs. Toutefois, certains gains découlent du déploiement du Projet sous la forme d'un allègement de coûts dans les fonctions de recouvrement, des centres d'appels et de remise en conformité. Ces gains ne concernent pas le scénario de référence et, de ce fait, sont ajoutés uniquement au scénario IMA.

[309] Le Distributeur précise qu'au lieu de gonfler les deux scénarios de tous les coûts possibles des fonctions affectées, il « *a jugé plus important de traiter en marginal ce qui allait être déterminant d'un scénario par rapport à l'autre, et c'est pour ça que dans le IMA [il] crédite au dossier les gains inhérents à ce qui n'est pas de la relève, là, au-delà de la relève, donc les gains inhérents au centre d'appel, aux agents de recouvrement et à la mise en conformité.* »<sup>214</sup>

---

<sup>212</sup> Pièce B-0166, page 9.

<sup>213</sup> Pièce B-0163, page 29.

<sup>214</sup> Pièce A-0120, page 235.

#### **7.4.7 OPINION DE LA RÉGIE SUR LES ANALYSES ÉCONOMIQUES**

[310] La réalisation du Projet requiert inévitablement la mise en place de TI parallèlement au déploiement des CNG. Les analyses économiques doivent donc refléter l'ensemble des coûts du Projet, y compris ceux des TI qui sont intrinsèques au Projet.

[311] La Régie retient de l'analyse économique que le Projet générera des gains d'efficacité de l'ordre de 201,9 M\$, actualisés en dollars de 2011.

[312] Quant au renouvellement des investissements en TI et des équipements de télécommunication, la Régie est d'avis que la périodicité de réinvestissement utilisée par le Distributeur dans les analyses reflète une durée de vie utile basée sur des anticipations raisonnables.

[313] Au sujet de la volumétrie des compteurs, la Régie souligne que le Projet s'inscrit dans un contexte où il n'existe aucun historique suffisamment long portant explicitement sur l'implantation et la gestion à long terme d'un parc de CNG par un distributeur d'électricité. La Régie note que face à ce problème, le Distributeur a utilisé différentes sources d'informations et des résultats de balisages portant sur les expériences d'autres entreprises disposant de parcs de compteurs similaires à ceux du Projet pour construire le scénario IMA.

[314] Considérant l'état actuel des connaissances, la Régie est satisfaite de la preuve du Distributeur et des conclusions de ses analyses économiques.

[315] De plus, la Régie considère que les analyses économiques du Projet n'ont pas à intégrer des activités s'inscrivant dans le processus d'affaires habituel du Distributeur.

[316] Ainsi, le remplacement de compteurs présentant des défauts ou ne répondant pas aux normes de qualité s'inscrit dans le cadre des activités courantes du Distributeur en matière de gestion de la fiabilité de ses équipements. La Régie juge que les analyses économiques n'avaient pas à refléter des facteurs qui sont du ressort d'activités courantes du Distributeur ou découlant de facteurs externes au Projet.

[317] La gestion de la qualité des infrastructures est une activité courante propre aux deux scénarios. De plus, cela ne crée pas de différentiel significatif aux fins des analyses économiques.

[318] Même en admettant que la croissance du parc de compteurs due aux nouveaux abonnements puisse avoir un impact sur l'analyse économique du Projet en raison de l'écart entre le prix unitaire d'un compteur électronique et celui d'un CNG — l'UMQ réfère à ce sujet à un impact de 46 M\$ —, la Régie constate que le Projet continue de générer des gains d'efficacité plus importants que ceux du scénario de référence.

[319] La Régie est consciente que différents facteurs de productivité auraient pu être intégrés au scénario de référence. En l'occurrence, le Distributeur s'en est tenu à l'implantation de la technologie de relève par MOM et n'a pas modifié ses paramètres relativement à la relève des compteurs électroniques.

[320] À cet égard, divers intervenants estiment que l'implantation de la technologie de relève par MOM améliorerait la productivité de cette activité et que davantage de gains d'efficacité aurait dû être reflété au scénario de référence.

[321] La Régie est cependant d'avis que les hypothèses retenues par les intervenants génèrent non seulement des gains, mais également des coûts dont ils n'ont pas apporté la preuve. La Régie juge donc que la preuve de ces intervenants est incomplète à cet égard.

[322] Quant au prix unitaire des compteurs électroniques au scénario de référence, la Régie estime qu'il n'y a aucun élément de preuve pouvant raisonnablement l'amener à présumer des conditions de marché qui prévaudraient ou que le prix unitaire de ces compteurs serait plus bas si le Distributeur procédait à un achat de masse de compteurs électroniques compte tenu que, partout ailleurs, ce sont des CNG qui dominent le marché.

[323] De plus, la Régie considère raisonnable de traiter à la marge les gains découlant des activités de recouvrement, de service à la clientèle et de mise en conformité pour comparer les deux scénarios. Cela évite de gonfler les coûts des deux scénarios en lien avec les activités correspondantes. En effet, en sus des gains d'efficience découlant de l'élimination des coûts de la relève, l'implantation des CNG induit des gains d'efficience provenant d'une plus grande automatisation des activités de recouvrement, de service à la clientèle et de mise en conformité. Ces derniers gains d'efficience ne sont pas pris en compte dans le scénario de référence, puisque le processus d'affaires demeure inchangé. Dans ce contexte, il est donc approprié d'intégrer l'impact à la marge des gains reliés au changement de technologie sur les activités en aval de la relève des compteurs dans le scénario IMA.

[324] Enfin, la Régie est d'avis que les trois scénarios alternatifs évalués dans le cadre de l'analyse économique du Projet permettent de valider la robustesse des résultats obtenus initialement par le Distributeur dans le cadre de son analyse de faisabilité du Projet.

## **7.5 ANALYSES DE SENSIBILITÉ DU PROJET**

[325] Pour tester le résultat de son étude de faisabilité, le Distributeur a procédé à deux analyses de sensibilité<sup>215</sup> :

- majoration des coûts de réaffectation : le Distributeur présume que la relocalisation des employés sera plus difficile que prévue et nécessitera le paiement de deux ans de salaires par employé affecté. Les coûts de réaffectation seraient alors haussés de 25 M\$ (actualisés). Cette analyse montre que le Distributeur conserve néanmoins une marge de manœuvre importante pour réaliser le Projet;
- majoration des coûts d'investissements : le Distributeur fait varier les coûts d'investissements jusqu'à ce qu'ils annulent la réduction de coûts escomptés entre le scénario de référence et le scénario IMA. Comme 82 % des coûts du Projet sont fixés par contrat, les résultats de cette analyse de sensibilité démontrent que les coûts variables du Projet devraient augmenter de 54 % pour que les coûts des deux scénarios s'équivalent.

---

<sup>215</sup> Pièce B-0006, page 41.

[326] Les projets-pilotes ont permis au Distributeur de valider différents paramètres de coûts non fixés par contrats, comme le temps requis pour obtenir les relevés de terrain nécessaires à dresser la topologie du réseau et le temps d'installation des compteurs, routeurs et collecteurs par ses équipes<sup>216</sup>.

[327] L'UMQ soumet que, même si certains coûts du Projet sont fixés par contrats, il n'est pas impossible que ceux-ci soient majorés de l'ordre de 20 %. Sur la base des résultats du projet-pilote dans le quartier Villeray, l'intervenante soumet que le rythme prévu du déploiement des CNG pourrait ne pas être atteignable et qu'une augmentation des coûts d'installation serait probable.

[328] La Régie est d'avis que les résultats des projets-pilotes ont permis de valider un ensemble de paramètres critiques, notamment ceux en relation avec le rythme de déploiement et l'interopérabilité des équipements de l'IMA.

[329] De plus, la Régie considère que les faits suivants offrent une garantie raisonnable que le Projet puisse être réalisé à l'intérieur du budget : (i) les CNG seront fournis à prix déterminé, (ii) les services de télécommunication sont offerts par une grande entreprise à des conditions établies par contrat et (iii) la sous-traitance d'une portion importante des opérations d'installation des compteurs est à coût fixe.

[330] À cet égard, la Régie peut également se référer à l'opinion de l'expert du GRAME, M. Edmund P. Finamore, qui souligne que les coûts en capital du Projet s'inscrivent globalement dans la moyenne des coûts de projets comparables en Amérique du Nord. De fait, selon l'expert, sur la base des coûts estimés de projets, le coût moyen projeté par CNG installé se compare raisonnablement avec celui estimé dans le cadre d'autres projets de même nature, bien qu'il soit « *on the high end of the pricing spectrum.* »<sup>217</sup>

[331] Il s'ensuit que, même si le Projet n'est pas sans risque, la preuve soumise à la Régie tend à indiquer que le budget du Projet est comparable à ce qui s'est fait ailleurs et même élevé (« *on the high end of the pricing spectrum* »). Dans la section suivante, la Régie traite néanmoins des aléas et des risques du Projet.

---

<sup>216</sup> Pièce B-0088, page 38; pièce A-0118, pages 189 à 191 et pièce A-0152, pages 77 à 87.

<sup>217</sup> Pièce C-GRAME-0045, page 59.

## 7.6 COÛTS ET RISQUES FINANCIERS ASSOCIÉS AU PROJET

### 7.6.1 LA POSSIBILITÉ DE DÉPASSEMENT DE COÛTS PROJETÉS

[332] Le Projet, par son ampleur et sa durée, vient évidemment avec un certain niveau de risque de dépassement de coûts projetés. Le Distributeur le reconnaît, mais indique avoir pris les mesures de mitigation pour diminuer ce risque.

[333] La preuve indique que les coûts d'achats et d'installation des CNG sont garantis par contrats et sujets à des indicateurs de performance<sup>218</sup>. La preuve est également à l'effet que les routeurs, les collecteurs, le MDMS et le frontal d'acquisition font également l'objet de prix fermes négociés et garantis par contrats<sup>219</sup>.

[334] Ainsi, 74 % de l'ensemble des coûts du Projet sont fermes et fixés par contrats<sup>220</sup>.

[335] En excluant les composantes et services provenant de fournisseurs internes (8 % du coût total), 18 % des coûts du Projet sont estimés et susceptibles de varier. À cet égard, le Distributeur mentionne que des contingences de 21,3 M\$ et de 8,1 M\$ ont été prévues à cet égard aux investissements et aux charges d'exploitation, respectivement<sup>221</sup>. De 2011 à 2019, les montants des contingences sont répartis annuellement, de la manière suivante<sup>222</sup> :

TABLEAU 4

CONTINGENCE PRÉVUE									
K\$ (courants)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 +	Total
INVESTISSEMENTS	0 \$	2 275 \$	4 307 \$	3 940 \$	4 521 \$	3 618 \$	2 613 \$	0 \$	21 274 \$
CHARGES	65 \$	532 \$	1 628 \$	1 879 \$	2 101 \$	658 \$	185 \$	1 032 \$	8 081 \$

<sup>218</sup> Pièce B-0006, page 43.

<sup>219</sup> Pièce B-0098, page 11.

<sup>220</sup> Pièce B-0026, page 25.

<sup>221</sup> Pièce B-0006, page 36.

<sup>222</sup> Pièce B-0016, page 27.

[336] Le Distributeur explique que les contingences sont estimées en fonction des risques associés notamment aux travaux en TI et aux activités internes d'exploitation, le tout en tenant compte de son expérience dans les domaines des TI et de l'installation de compteurs. Il ajoute que les hypothèses relatives aux montants des contingences vont être réévaluées après le début du déploiement massif et au cours des phases subséquentes du Projet<sup>223</sup>.

[337] En procédant de cette manière, le Distributeur soumet qu'il a déployé tous les efforts requis et a grandement réduit le risque d'éventuels dépassements de coûts du Projet<sup>224</sup>. Il souligne être très confiant de pouvoir respecter les budgets prévus dans le cadre de son plan d'affaires. Selon lui, les mesures qu'il a prises vont au-delà de ce qu'il observe habituellement pour ce genre de projets<sup>225</sup>.

[338] Advenant un éventuel dépassement des coûts du Projet au-delà des contingences prévues, le Distributeur mentionne qu'il présentera à la Régie les explications requises afin d'obtenir l'autorisation de récupérer, par l'entremise des tarifs, l'ensemble des coûts supplémentaires non initialement prévus<sup>226</sup>.

[339] Tel que susdit, plusieurs intervenants ont fait des propositions pour que la Régie plafonne les coûts du Projet et oblige le Distributeur à assumer tout dépassement de coûts au-delà du budget du Projet.

[340] Ainsi, l'ACEFQ considère que les dépassements de coûts du Projet n'ont pas à être assumés par la clientèle du Distributeur, mais plutôt par ce dernier. Dans un tel cas, l'intervenante considère que le Distributeur doit être imputable au même titre que les fournisseurs externes faisant affaires avec lui, qui s'engagent par contrat à respecter des prix fermes pour les équipements et les services fournis<sup>227</sup>.

---

<sup>223</sup> Pièce B-0016, page 28 et pièce B-0039, page 10.

<sup>224</sup> Pièce B-0163, page 25.

<sup>225</sup> Pièce B-0039, page 9.

<sup>226</sup> Pièce B-0163, page 26.

<sup>227</sup> Pièce C-ACEFQ-0008, page 22.

[341] Le GRAME et l'expert Edmund P. Finamore, même si ce dernier considère que le budget du Projet se compare favorablement à ce qui s'est fait ailleurs comme mentionné plus haut, évaluent que les risques de dépassement de coûts sont réels et non négligeables, notamment au niveau des équipements de télécommunication et de l'installation des compteurs. C'est ainsi que M. Finamore propose de mettre en place un mécanisme d'allocation des risques entre le Distributeur et ses clients afin de faire supporter par le Distributeur tout dépassement de coûts<sup>228</sup>.

[342] Selon OC, le Distributeur sous-estimerait les risques de dépassement de coûts. L'intervenante, référant à ce qu'elle qualifie des *ratés du projet SIC*<sup>229</sup>, dit souhaiter que la Régie impose une meilleure répartition des risques de dépassement de coûts entre le Distributeur et ses clients<sup>230</sup>.

[343] Le RNCREQ soumet que la proposition du Distributeur de faire assumer par les clients, le cas échéant, les dépassements de coûts n'est pas acceptable, puisque ces risques sont très importants par rapport aux gains escomptés<sup>231</sup>.

[344] Le SCFP-FTQ estime que le Distributeur présente une évaluation incorrecte des risques de dépassement de coûts. Compte tenu de l'historique de différents projets menés par le Distributeur ces dernières années, l'intervenant considère que les contingences prévues au budget du Projet sont insuffisantes pour couvrir de potentiels dépassements de coûts reliés à un projet d'une telle envergure<sup>232</sup>.

[345] S.É./AQLPA, citant en exemple le cas de la solution SIC, propose que l'autorisation du Projet soit accompagnée de mesures de reddition de comptes fréquentes et rigoureuses, afin que la Régie puisse intervenir adéquatement advenant tous changements ou dépassements de coûts<sup>233</sup>.

---

<sup>228</sup> Pièce C-GRAME-0045, page 75.

<sup>229</sup> Pièce C-OC-0012, page 18.

<sup>230</sup> Pièce A-0128, page 70.

<sup>231</sup> Pièce C-RNCREQ-0029, pages 32 et 33 et pièce A-0135, pages 229 et 230.

<sup>232</sup> Pièce A-0128, pages 263 à 267.

<sup>233</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, pages 11 et 12.

[346] L'UC soumet que le Distributeur doit assumer certains risques reliés au Projet, d'autant plus que ce dernier indique avoir minimisé ces risques au maximum<sup>234</sup>. Ce faisant, l'intervenante recommande de limiter l'exposition des clients aux risques de dépassement de coûts à un niveau déterminé de contingences au-delà duquel le Distributeur aurait à assumer tout excédent de coûts par rapport aux prévisions budgétaires mises en preuve<sup>235</sup>.

[347] L'UMQ estime que les clients du Distributeur sont exposés à d'importants risques de dépassement de coûts qui pourraient compromettre la rentabilité du Projet<sup>236</sup>.

## 7.6.2 LA NON-RÉALISATION DES GAINS D'EFFICIENCE

[348] Un des trois principaux objectifs du Projet est la réalisation de gains d'efficience au niveau des activités de relève de compteurs, d'interruption de service, de remise en service et de facturation des clients<sup>237</sup>.

[349] Le Distributeur prévoit réaliser des gains de 201,9 M\$ actualisés sur une période de 20 ans en réalisant le Projet<sup>238</sup>. Des gains annuels récurrents de 81,0 M\$ sont ainsi prévus à compter de 2018<sup>239</sup>.

TABLEAU 5

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

<sup>234</sup> Pièce A-0130, pages 50 à 52.

<sup>235</sup> Pièce C-UC-0022, page 16 et pièce C-UC-0045, page 35.

<sup>236</sup> Pièce C-UMQ-0031, pages 3 à 5 et pièce C-UMQ-0034, pages 24 et 25.

<sup>237</sup> Pièce B-0006, pages 7 et 8.

<sup>238</sup> Pièce B-0072, page 16.

<sup>239</sup> Pièce B-0006, page 37.

[350] Ces gains correspondent à l'écart de coûts entre le scénario IMA et le scénario de référence sur une période de 20 ans (gains différentiels)<sup>240</sup>. Quant aux gains directs d'efficacité provenant de l'implantation de l'IMA, ils seraient de 124,4 M\$<sup>241</sup>.

**TABLEAU 6**

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

[351] Le Distributeur dit être confiant de pouvoir réaliser ces gains puisqu'ils proviennent du retrait d'activités et de processus précis, « *et par conséquent leur évaluation repose sur des faits* »<sup>242</sup>. Un bureau de gestion du Projet a été mis en place et aura la responsabilité de voir à la concrétisation et de voir à la comptabilisation de ces gains d'efficacité<sup>243</sup>.

[352] Certains intervenants ont exprimé leur scepticisme à l'égard de la réalisation des gains d'efficacité du Projet.

[353] L'ACEFQ considère que les gains d'efficacité annoncés par le Distributeur sont le critère principal justifiant l'autorisation du Projet<sup>244</sup>. Toutefois, l'intervenante suggère que ces gains pourraient être inférieurs à ceux anticipés si des besoins en main-d'œuvre additionnelle devenaient nécessaires<sup>245</sup>.

<sup>240</sup> Pièce B-0016, page 16.

<sup>241</sup> Pièce B-0039, page 12.

<sup>242</sup> Pièce B-0039, page 9.

<sup>243</sup> Pièce B-0016, page 21.

<sup>244</sup> Pièce C-ACEFQ-0008, page 4.

<sup>245</sup> Pièce C-ACEFQ-0008, pages 9 à 11.

[354] La FCEI estime que les gains d'efficacité anticipés pourraient se réaliser plus tard que prévu par le Distributeur, notamment parce que les risques relatifs à l'installation et au déploiement des compteurs seraient, selon l'intervenante, mal connus et mal évalués<sup>246</sup>.

[355] Le GRAME et l'expert Edmund P. Finamore concluent que les bénéfices économiques qu'offre le Projet sont à risque, compte tenu de l'exercice de l'Option de retrait par un nombre incertain de clients<sup>247</sup>.

[356] Pour OC, l'importance de la réalisation des gains d'efficacité prévus par le Distributeur est capitale, car ces gains atténuent la pression à la hausse sur les tarifs causée par les charges et investissements du Projet<sup>248</sup>. Or, l'intervenante remet en question le calcul du Distributeur du gain unitaire par compteur et conclut qu'il est surévalué. Selon OC et contrairement à ce que prétend le Distributeur, seuls les flux monétaires, et non également le nombre total de compteurs installés, devraient être actualisés. L'intervenante arrive ainsi à un coût unitaire par compteur de 59,30 \$ au lieu de 73,70 \$<sup>249</sup>.

[357] Le RNCREQ est d'avis que la réalisation des gains d'efficacité attendus par le Distributeur peut possiblement être compromise, compte tenu de l'importance des risques inhérents au Projet, notamment ceux relatifs à la cybersécurité et à l'évolution technologique<sup>250</sup>.

[358] Le ROEE considère que les gains d'efficacité prévus sont à risque, compte tenu du fait que l'ajout au cas par cas de fonctionnalités additionnelles pourrait générer des coûts supplémentaires associés à la modification des compteurs déjà installés<sup>251</sup>.

[359] Le SCFP-FTQ laisse entendre que les gains d'efficacité escomptés peuvent ne pas se réaliser puisque la volumétrie des compteurs à installer sur une période de 20 ans est possiblement sous-évaluée<sup>252</sup>.

---

<sup>246</sup> Pièce C-FCEI-0032, pages 27 et 28.

<sup>247</sup> Pièce C-GRAME-0078, page 36.

<sup>248</sup> Pièce C-OC-0021, pages 2 et 3.

<sup>249</sup> Pièce C-OC-0012, page 11.

<sup>250</sup> Pièce C-RNCREQ-0049, pages 3 et 8 à 10.

<sup>251</sup> Pièce C-ROEE-0028, page 27 et pièce C-ROEE-0087, pages 7 à 9.

<sup>252</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, pages 17 à 19.

[360] L'UC suggère que les risques de déploiement, d'obsolescence technologique et d'acceptabilité sociale peuvent potentiellement compromettre la réalisation des gains d'efficacité escomptés<sup>253</sup>. L'intervenante propose que les clients du Distributeur soient tenus indemnes de tout bénéfice non matérialisé venant augmenter les coûts prévus du Projet<sup>254</sup>.

### **7.6.3 OPINION DE LA RÉGIE SUR LES COÛTS ET LES RISQUES FINANCIERS**

[361] La Régie considère que le Projet est complexe et certainement pas sans risques, particulièrement au plan économique (coûts plus élevés que budgétés, période de déploiement plus longue que prévue, acceptabilité sociale difficile, bénéfices insuffisants ou qui tardent à se matérialiser, etc.).

[362] À cet égard, l'expérience de la mise en service de la solution SIC a démontré qu'une explosion des coûts est possible<sup>255</sup>, et ce, malgré l'identification préalable des risques potentiels, la mise en œuvre d'un plan de mitigation crédible et l'évaluation du projet par une tierce partie<sup>256</sup>. Plusieurs intervenants ont d'ailleurs relaté l'expérience de la solution SIC<sup>257</sup>.

[363] Néanmoins, la Régie est satisfaite de la preuve du Distributeur qui indique, entre autres, que les coûts d'achats et d'installation des CNG sont garantis par contrats et sujets à des indicateurs de performance et que des contingences ont été prévues pour les coûts non garantis par contrats.

[364] Quant aux risques de non-réalisation des gains d'efficacité à la base de l'économique du Projet, la Régie prend note du fait que le Distributeur a mis sur pied un bureau de gestion du Projet qui verra à concrétiser et à comptabiliser ces gains. Cela rendra d'autant plus facile le suivi trimestriel par la Régie dont il est question à la section 7.10 de la présente décision.

---

<sup>253</sup> Pièce A-0130, pages 50 à 52 et 61.

<sup>254</sup> Pièce C-UC-0045, pages 37 et 38.

<sup>255</sup> Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-13, document 2, page 7.

<sup>256</sup> Dossier R-3491-2002, pièce HQD-1, document 1, pages 34 et 35.

<sup>257</sup> Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-13, document 2, page 7; dossier R-3491-2002, pièce HQD-1, document 1, pages 34 et 35.

[365] Quant aux propositions de certains intervenants de plafonner les coûts du Projet et de décider, dans le cadre de l'autorisation du Projet sous l'article 73 de la Loi, de mettre à la charge du Distributeur tout coût qui dépasserait ceux budgétisés, la Régie tient à préciser que ce n'est pas de cette façon que fonctionne la réglementation.

[366] Il ne faut pas confondre l'autorisation du Projet sous l'article 73 de la Loi et ultérieurement l'inclusion à la base tarifaire ou au coût de service du Distributeur des coûts réels des investissements ou des dépenses d'exploitation.

[367] Un projet est toujours autorisé sur la base des coûts budgétisés, donc sur la base de projections. Dans le cas du Projet, l'économique est également basé sur des projections de gains d'efficience, c'est-à-dire sur l'actualisation d'économies qui seront réalisées plus tard au niveau des charges d'exploitation.

[368] Il incombera toujours au Distributeur de justifier ses dépassements de coûts lorsqu'il voudra les faire reconnaître à son coût de service aux fins de fixation des tarifs. Lorsque ces situations se présentent, la Régie doit alors juger si ces coûts, même s'ils excèdent ceux qui étaient budgétisés, ont néanmoins été prudemment engagés<sup>258</sup> dans les circonstances qui prévalaient au moment où les décisions ont été prises à cet égard.

[369] Il en va de même de la non-réalisation des gains d'efficience, le cas échéant. Le Distributeur devra justifier, dans le cadre de ses demandes tarifaires, l'inclusion à son coût de service de certaines charges d'exploitation qui devaient être réduites, mais qui, pour telle ou telle raison, n'ont pu être évitées. La Régie devra alors faire ce qu'elle fait à chaque exercice tarifaire, c'est-à-dire juger de la nécessité de ces charges.

## **7.7 IMPACT SUR LES TARIFS ET TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE**

### **7.7.1 IMPACT SUR LES TARIFS**

[370] Le déploiement du Projet doit s'échelonner sur la période 2012-2017, comme indiqué au tableau 7. Son impact sur les revenus requis du Distributeur est calculé sur la période 2012-2031, soit une période de 20 ans à compter du début prévu de la phase 1 du Projet.

---

<sup>258</sup> Article 49(2) de la Loi.

**TABLEAU 7**  
**IMPACT TARIFAIRE DU PROJET PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE**  
**(EN K\$)**

en k\$		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021	2025	2031
<b>Scénario IMA</b>										
	Charges	73 895	77 137	70 176	55 213	35 975	26 855	10 002	10 586	11 905
	Amortissement	4 626	20 456	35 564	47 459	55 184	57 183	52 613	52 491	22 477
	Taxe sur les services publics	0	16	77	136	182	196	175	154	123
	Frais financiers	2 473	13 820	25 967	34 241	37 827	38 045	27 097	14 881	13 876
A	<b>Revenus requis (excluant charges de radiation)</b>	<b>80 994</b>	<b>111 429</b>	<b>131 784</b>	<b>137 049</b>	<b>129 168</b>	<b>122 279</b>	<b>89 887</b>	<b>78 112</b>	<b>48 381</b>
B	<b>Revenus requis - Scénario de référence</b>	<b>65 974</b>	<b>76 797</b>	<b>87 145</b>	<b>95 856</b>	<b>104 455</b>	<b>111 485</b>	<b>127 292</b>	<b>143 307</b>	<b>149 238</b>
C=A-B	<b>Revenus requis (différentiel des scénarios)</b>	<b>15 020</b>	<b>34 632</b>	<b>44 639</b>	<b>41 193</b>	<b>24 713</b>	<b>10 794</b>	<b>-37 405</b>	<b>-65 195</b>	<b>-100 857</b>
D	<b>Amortissement et radiation des appareils en service</b>	<b>36 800</b>	<b>61 179</b>	<b>41 039</b>	<b>16 232</b>	<b>3 785</b>	<b>1 093</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
E=C+D	<b>Revenus requis (différentiel)</b>	<b>51 820</b>	<b>95 811</b>	<b>85 678</b>	<b>57 425</b>	<b>28 498</b>	<b>11 887</b>	<b>-37 405</b>	<b>-65 195</b>	<b>-100 857</b>

Source : Pièce B-0006, page 42

[371] Le Projet du Distributeur a notamment pour objectif d'assurer la pérennité du parc de compteurs par le remplacement accéléré des compteurs présentement en service. Il ne génère donc pas de nouveaux revenus.

[372] L'impact du Projet sur les tarifs de distribution est mesuré par l'écart entre les revenus requis nécessaires sous le scénario de référence et ceux nécessaires sous le scénario IMA. L'analyse financière réalisée par le Distributeur permet de constater que l'impact différentiel maximal sur les revenus requis sera de 95,8 M\$ et se fera sentir en 2013, soit au cours de la phase 1 de déploiement. Cet impact correspond, à lui seul, à une hausse de 0,89 % des tarifs de distribution en se basant sur les revenus requis de l'année 2012 approuvés par la Régie dans sa décision D-2012-035<sup>259</sup>.

[373] Le Projet devrait exercer une pression à la baisse sur les tarifs à compter de 2018, en raison des gains d'efficience attendus provenant de l'automatisation de la lecture de la consommation et de l'interruption et de la remise en service à distance<sup>260</sup>.

<sup>259</sup> Dossier R-3776-2011, page 10.

<sup>260</sup> Pièces B-0007 et B-0163, page 32.

[374] L'analyse financière du Projet prend notamment en considération l'impact de l'amortissement accéléré et de la radiation des 3,8 millions de compteurs électromécaniques et électroniques qui seront remplacés durant le Projet.

**TABLEAU 8**  
**AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RADIÉS**

M\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Amortissement des appareils en service	19,5	18,9	18,5	18,3	17,4	16,7	109,3
Amortissement additionnel	7,4	3,6	-5,3	-12,8	-13,6	-14,2	-34,9
Charges de radiation des appareils en service	9,9	38,7	27,8	10,7	0,0	-1,4	85,7
	36,8	61,2	41,0	16,2	3,8	1,1	160,1
Nombre d'appareils radiés	330 391	1 339 931	1 097 369	647 488	207 233	202 818	3 825 231

[375] De 2012 à 2017, si le Projet n'allait pas de l'avant, les charges d'amortissement des compteurs actuellement en service seraient de 109,3 M\$.

[376] Dans le cadre du Projet, le remplacement des compteurs actuels par des CNG amène le Distributeur à réviser la durée de vie de ces appareils. Il en résulte des charges d'amortissement accéléré et de radiation de l'ordre de 50,8 M\$ sur la durée du Projet. Ces charges sont basées sur la valeur comptable des appareils en service estimée à 160,1 M\$ au 31 décembre 2011<sup>261</sup>.

[377] L'UC soumet que ces charges d'amortissement accéléré sont reliées au rythme de déploiement du Projet qui ne serait pas optimal. Selon l'intervenante, le Distributeur aurait dû étudier un scénario minimisant les coûts de radiation et d'amortissement accéléré.

[378] La Régie est plutôt d'avis que l'étalement dans le temps du déploiement du Projet risquerait de changer les gains d'efficacité, les ententes de prix avec les fournisseurs, la configuration du réseau maillé et aurait, en conséquence, un impact sur le Projet qui nécessite une certaine densité d'implantation de CNG.

<sup>261</sup> Pièce B-0016, page 30.

[379] Quant aux charges d'amortissement accéléré et de radiation, à partir du moment où la Régie accepte le Projet tel que présenté, leur impact devient inévitable et fait partie des coûts découlant du Projet.

### 7.7.2 TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE

[380] Le Distributeur demande, entre autres conclusions à sa demande introductive, que la Régie l'autorise « à comptabiliser à même le compte de frais reportés [CFR] créé par la décision D-2010-078, les coûts 2012 afférents au Projet Lecture à distance - Phase 1, conformément aux modalités approuvées par la Régie dans la décision D-2010-022 ; ».

[381] Dans le présent dossier, le Distributeur indique que ces coûts s'élèvent à 40,9 M\$ et comprennent les charges 2012 (35,0 M\$) et les charges 2010 et 2011 reliées aux travaux préparatoires (5,9 M\$)<sup>262</sup>.

[382] Dans sa décision D-2010-078, la Régie a accepté le principe de la création d'un CFR aux fins d'y imputer « tous les coûts liés aux travaux préparatoires du projet LAD »<sup>263</sup> sans toutefois se prononcer sur la pertinence ou la récupération tarifaire de ces coûts.

[383] Quant à la décision D-2010-022<sup>264</sup>, elle porte sur les modalités de disposition des CFR applicables aux projets de 10 M\$ et plus autorisés par la Régie.

[384] Par ailleurs, dans sa décision D-2012-024<sup>265</sup>, la Régie a accepté le traitement réglementaire des coûts des projets supérieurs à 10 M\$ et non autorisés. Ainsi, considérant que la décision sur le Projet n'a pas été rendue avant la décision relative au dossier tarifaire 2012-2013 du Distributeur, la Régie lui a demandé de retirer l'impact du Projet de 40,9 M\$ des revenus requis de l'année témoin 2012 et de le verser dans un CFR hors base.

---

<sup>262</sup> Pièce B-0006, pages 47 à 50.

<sup>263</sup> Décision D-2010-078, dossier R-3723-2010, pages 10 et 11.

<sup>264</sup> Dossier R-3708-2009, page 47.

<sup>265</sup> Dossier R-3776-2011, pages 40 à 44.

[385] La Régie prend acte du fait que le Distributeur encourra en 2012 des coûts afférents au Projet et l'autorise à les comptabiliser au CFR déjà autorisé.

## **7.8 PRÉOCCUPATIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTALES**

[386] Le Projet a soulevé des préoccupations et mêmes des inquiétudes chez plusieurs intervenants et consommateurs, notamment parce que les CNG émettront des RF. Ce sont les effets sur la santé de ces RF qui ont soulevé le plus de questions.

[387] Tel qu'il appert des paragraphes qui suivent, la preuve montre clairement qu'il n'y a pas lieu de s'inquiéter des effets de l'implantation des CNG sur la santé. À cet égard, le public a besoin d'être bien informé.

[388] Certains intervenants, notamment l'ACEFQ et S.É./AQLPA, considèrent qu'il n'y a pas unanimité dans la communauté scientifique sur l'innocuité des RF émises par les CNG. Ces intervenants sont d'avis qu'il y a lieu d'en appeler au principe de précaution et que certaines mesures appropriées devraient être exigées du Distributeur, notamment quand les CNG sont installés à l'intérieur de pièces habitées.

[389] Le SCFP-FTQ a également soulevé des préoccupations liées à l'acceptabilité sociale du Projet et a produit les résultats d'un sondage et une pétition de plus de 10 000 noms de personnes s'opposant au Projet. Pour évaluer la force probante d'une telle preuve, il y a lieu de rappeler le contexte à l'issue duquel elle a été obtenue. La Régie revient plus loin sur cette question.

[390] Dans les sections qui suivent, la Régie précise sa juridiction et examine la preuve sur les émissions de RF et leurs impacts sur la santé publique. Elle traite de l'acceptabilité sociale du Projet et se prononce sur la question de la protection des données recueillies par l'infrastructure IMA.

### 7.8.1 JURIDICTION DE LA RÉGIE

[391] La Régie n'a aucune juridiction en matière de radiodiffusion, de RF ou de santé. D'autres instances fédérales et provinciales occupent ces champs de compétence.

[392] Sans entrer dans une grande analyse des dispositions de l'article 5 de la Loi<sup>266</sup> mais simplement en considérant l'acception large des concepts de développement durable et d'environnement, la Régie est justifiée d'interpréter l'expression « *la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable* » incluse à cet article comme voulant dire, entre autres, qu'elle peut considérer les effets sociaux-économiques et environnementaux de ses décisions. Sans empiéter sur les compétences d'autres instances plus directement visées, les effets sur la santé peuvent être considérés comme des effets environnementaux.

[393] Donc, sans être l'organisme habilité à trancher des controverses médicales sur les effets des RF sur la santé, la Régie peut néanmoins se pencher sur la preuve qu'elle a reçue sous réserve<sup>267</sup> à cet égard.

### 7.8.2 IMPACTS SUR LA SANTÉ

[394] La Régie a entendu (i) une preuve technique portant sur la puissance des RF auxquelles le public est exposé et celle des RF émises particulièrement par les CNG et (ii) l'opinion d'un médecin, spécialiste des impacts des RF sur la santé. Elle a aussi pris en compte les opinions du MSSS, de Santé Canada et de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) à cet égard.

---

<sup>266</sup> « 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. » [nous soulignons].

<sup>267</sup> Décision D-2012-046, page 5, paragraphe 9.

### 7.8.2.1 La densité de puissance des RF

[395] La preuve du Distributeur<sup>268</sup> montre que, dans la gamme de fréquences de 900 MHz (de 902 à 928 MHz), la limite d'exposition « grand public » établie par Santé Canada est d'une densité de puissance de 6 W/m<sup>2</sup> (ou 6 000 000 de microwatts par mètre carré) pour un temps d'exposition de six minutes à une distance supérieure à 0,2 m du compteur<sup>269</sup>.

[396] Les compteurs intelligents émettent des RF dans la gamme de fréquences de 900 MHz à une densité de puissance bien inférieure à la norme de Santé Canada. Ainsi, la preuve est à l'effet qu'à un mètre du compteur, la densité de puissance est de 20 000 à 300 000 fois inférieure à cette norme<sup>270</sup>.

[397] La preuve est également à l'effet que, pour 1 % des cas où l'intensité des RF est la plus élevée — par exemple, lorsque les CNG sont situés tout près d'un collecteur —, les émissions demeurent inférieures d'environ 3 600 fois à la norme de Santé Canada.

[398] Il y a lieu de noter qu'au niveau de la preuve sur les densités de puissance observées des émissions de RF des CNG, les mesures du Distributeur et celles du témoin Bélainky, mandaté par S.É./AQLPA, sont concordantes. Les mesures du témoin Bélainky sont même inférieures à celles du Distributeur<sup>271</sup>.

[399] Ces valeurs, mesurées à un mètre du compteur, sont d'environ 50 µW/m<sup>2</sup>, de 12,5 µW/m<sup>2</sup> à deux mètres du compteur et de 5,6 µW/m<sup>2</sup> à trois mètres du compteur.

[400] Le MSSS considère ces valeurs très faibles par rapport aux autres sources d'émission de RF<sup>272</sup>, notamment lorsqu'on tient compte de l'exposition quotidienne moyenne aux RF présentes dans notre environnement qui est d'environ 130 µW/m<sup>2</sup>.

---

<sup>268</sup> Pièce B-0163, page 33 et pièce B-0098, page 21.

<sup>269</sup> Limites d'exposition humaine à l'énergie électromagnétique radioélectrique dans la gamme de 3 kHz à 300 GHz, Code de sécurité 6 (2009) de Santé Canada, page 19, tableau 6 intitulé « limites d'exposition pour les environnements non contrôlés ».

<sup>270</sup> Pièce B-0045, page 12; pièce B-0085, page 1 et pièce A-0115, pages 65 à 68.

<sup>271</sup> Pièce A-0115, pages 260 et 261. Interrogé par M<sup>e</sup> Hélène Sicard sur ce qu'il pense des tests du rapport Bélainky, le témoin du Distributeur répond : « Pour la plupart des mesures qui sont présentées, elles sont généralement un peu inférieures en termes d'intensité à ce qui a été mesuré par l'équipe de monsieur Robichaud. »

<sup>272</sup> Pièce D-0062, page 5.

[401] La Régie observe, par ailleurs, que dans la plupart des résidences, les occupants se trouvent à une distance supérieure à 1 m d'un compteur, car celui-ci est situé, la plupart du temps, à l'extérieur des résidences. De plus, les murs et les boîtiers métalliques des CNG atténuent considérablement les ondes émises vers l'intérieur des résidences<sup>273</sup>.

[402] Le Distributeur indique que le CNG émet toujours à la même puissance<sup>274</sup>, que ce soit en zone urbaine, en zone rurale ou dans les bâtiments où le compteur est situé à l'intérieur. Un des avantages d'une architecture en réseau maillé est justement de pouvoir maintenir le niveau de puissance d'émission le plus bas possible, puisque chaque CNG peut servir de relais à d'autres<sup>275</sup>.

[403] Dans le cas où un CNG est situé dans une pièce habitée, la Régie note que, même s'il n'y a pas d'effet d'atténuation du boîtier et du mur du bâtiment, les occupants de cette pièce sont encore exposés à des niveaux 120 000 fois inférieurs aux normes de Santé Canada<sup>276</sup>.

[404] Le Distributeur indique que même en tenant compte du cumul des radiofréquences dans des environnements où se trouvent rassemblés plusieurs compteurs, la densité de puissance émise reste toujours largement inférieure à la norme. Selon lui, même si un logement contient six compteurs, la densité de puissance cumulée reste des dizaines de milliers, voire des centaines de milliers de fois inférieure à la norme de Santé Canada<sup>277</sup>. En ce qui a trait aux locaux techniques d'immeubles résidentiels contenant plusieurs dizaines de CNG, la Régie note que le niveau d'émission à 1 m à l'extérieur de telles chambres techniques n'est pas plus élevé qu'à 1 m d'un compteur seul<sup>278</sup>.

[405] La Régie constate également que depuis les années 1990, le Distributeur a installé près de 800 000 compteurs électroniques communiquant par RF chez ses clients résidentiels. Des dizaines de millions de compteurs de ce type ont été installés en Amérique du Nord durant la même période. Ces compteurs électroniques permettent d'effectuer des relevés à courte distance grâce à l'émission de RF en continu dans la gamme de 900 MHz, à une intensité se situant entre 0,25  $\mu\text{W}/\text{m}^2$  et 2,2  $\mu\text{W}/\text{m}^2$ . Or, ces

---

<sup>273</sup> Pièce A-0115, pages 40 à 42.

<sup>274</sup> Pièce A-0106, page 37 et pièce A-0113, page 135.

<sup>275</sup> Pièce A-0113, pages 73 et 74.

<sup>276</sup> Pièce A-0115, page 43 à 45.

<sup>277</sup> Pièce B-0045, page 12.

<sup>278</sup> Pièce A-0118, page 97.

compteurs, qui respectent aussi les normes de Santé Canada, n'ont jamais généré de plaintes de clients quant à leur impact sur leur santé<sup>279</sup>.

[406] Même si la preuve est clairement à l'effet que les émissions de RF des CNG sont bien en deçà des normes de Santé Canada et des autres organismes de normalisation, les préoccupations de certains intervenants et de clients du Distributeur portent sur la question de savoir si ce type de RF peut représenter un risque pour la santé suffisant pour appliquer le principe de précaution.

### 7.8.2.2 La preuve sur l'impact des RF sur la santé

#### Le témoignage de David Carpenter

[407] S.É./AQLPA a fait entendre David Carpenter. Ce dernier s'est présenté comme « *public health physician* ». Il est « *professor of Environmental Health Sciences at the University at Albany* ». Il est également « *Director of the Institute for Health and the Environment* » à la même université dans l'État de New York aux États-Unis.

[408] S.É./AQLPA a demandé à la Régie de le reconnaître comme témoin expert médecin en santé publique, incluant les risques de santé associés à l'exposition aux RF.

[409] La Régie a refusé d'accorder le statut d'expert demandé<sup>280</sup> aux motifs que David Carpenter n'est pas médecin, n'a jamais eu d'expérience clinique auprès de patients et n'a jamais personnellement fait de recherches sur les effets des RF sur la santé. La Régie n'a cependant pas rejeté son témoignage du dossier en raison de ses connaissances sur les recherches faites par d'autres dans ce domaine. Elle a donc accepté ce témoignage, sous réserve d'établir la force probante à y accorder<sup>281</sup>.

[410] La Régie est d'avis que le témoignage de David Carpenter n'est pas probant, notamment pour les motifs soumis par le Distributeur aux paragraphes 153 à 165 de son argumentation écrite<sup>282</sup>.

---

<sup>279</sup> Pièce A-0106, pages 150 à 162 et pièce A-0115, pages 200 et 201.

<sup>280</sup> Pièce A-0148, décision du 17 mai 2012 rendue séance tenante, pages 110 à 113.

<sup>281</sup> Pièce A-0148, page 113.

<sup>282</sup> Pièce B-0163, pages 39 à 43.

[411] Le contre-interrogatoire du témoin a montré qu'il était biaisé. Ainsi, contrairement aux *Attentes de la Régie relatives au rôle des témoins experts*<sup>283</sup> (les Attentes), ce témoin que l'intervenant voulait faire reconnaître comme expert n'a pas présenté une position indépendante et objective, mais il a fait ce que ces Attentes prescrivent de ne pas faire, c'est-à-dire qu'il s'est comporté en représentant du participant qui l'a engagé<sup>284</sup>. À cet égard, David Carpenter, en contre-interrogatoire, a eu de la difficulté à dissocier, aux deux rapports qu'il a produits, ce qui avait été rédigé par lui ou par son procureur<sup>285</sup>. Il a admis que M<sup>e</sup> Neuman et d'autres représentants de S.É./AQLPA lui avaient suggéré des changements de texte<sup>286</sup>.

[412] S.É./AQLPA a même produit un commentaire récent du témoin Carpenter où il critique un rapport du CCST intitulé « *Health Impact of Radio Frequency from Smart Meters* ». Entre autres commentaires, le témoin Carpenter écrivait :

*« The benefit of the smart meters is entirely to the utilities, and is economic in nature. If they install smart meters they can fire those individuals who at present are employed to go around reading meters. Thus this is a job-killing proposal, and will increase unemployment in a state that already has too much. »*<sup>287</sup>

[413] Manifestement, le témoin Carpenter, expert ou pas, ne satisfait pas aux critères d'objectivité auxquels la Régie est en droit de s'attendre<sup>288</sup>.

### **Le témoignage du D<sup>r</sup> Michel Plante**

[414] Une des preuves des plus pertinentes et crédibles présentées à la Régie est celle du D<sup>r</sup> Michel Plante.

---

<sup>283</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/regie/DirectivesInstructions/Regie\\_RoleExperts\\_18juillet2011.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/regie/DirectivesInstructions/Regie_RoleExperts_18juillet2011.pdf).

<sup>284</sup> Attentes, page 3.

<sup>285</sup> Pièce A-0149, pages 33 à 36.

<sup>286</sup> Pièce A-0149, page 36.

<sup>287</sup> Pièce A-0149, pages 220 et 221 et pièce C-SÉ-AQLPA-0041.

<sup>288</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/regie/DirectivesInstructions/Regie\\_RoleExperts\\_18juillet2011.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/regie/DirectivesInstructions/Regie_RoleExperts_18juillet2011.pdf).

[415] Le D<sup>r</sup> Michel Plante est médecin-conseil à la Direction santé et sécurité d'Hydro-Québec<sup>289</sup>. C'est un travailleur autonome inscrit au collège des médecins du Québec. Il n'est pas un employé d'Hydro-Québec. Il remplit des mandats pour diverses entreprises en matière de santé et de sécurité<sup>290</sup>.

[416] Il a travaillé durant quinze ans comme urgentologue mais n'exerce plus d'activités cliniques auprès de patients<sup>291</sup>.

[417] Depuis une quinzaine d'années, le D<sup>r</sup> Plante assure une vigie de toutes les études qui touchent les RF, notamment en raison de l'arrivée des téléphones cellulaires en milieu de travail<sup>292</sup>.

[418] Le D<sup>r</sup> Plante indique que ses travaux visent essentiellement à évaluer les risques que représentent l'installation de nouvelles antennes pour les travailleurs et pour le public, à partir des données scientifiques qui évoluent et qu'il suit attentivement.

[419] Dans le cadre de l'exécution de ses mandats, il ne défend pas l'innocuité des équipements émettant des RF mais présente l'état des recherches scientifiques sur ces questions.

[420] Le D<sup>r</sup> Plante est souvent invité comme conférencier dans des municipalités. Dans ce contexte, il essaie de vulgariser le mieux possible ce que sont les RF, où sont les sources d'exposition et où en sont les recherches scientifiques à cet égard<sup>293</sup>.

[421] Depuis le début des années 1995, le D<sup>r</sup> Plante a eu à donner des avis et à faire des présentations aux travailleurs, aux comités paritaires et aux gestionnaires sur l'évolution des connaissances dans ce domaine<sup>294</sup>.

---

<sup>289</sup> Pièce A-0113, page 15.

<sup>290</sup> Pièce A-0115, pages 88 et 89.

<sup>291</sup> Pièce A-0115, page 188.

<sup>292</sup> Pièce A-0113, page 47.

<sup>293</sup> Pièce A-0115, page 90.

<sup>294</sup> Pièce A-0113, page 48.

[422] Comme les préoccupations sur les effets des RF sur la santé ont pris de l'ampleur et ont été abondamment médiatisées dans le cadre de la présente demande, la Régie juge utile de reprendre certaines parties du témoignage du D<sup>r</sup> Plante sur ces questions. Une telle digression allonge certainement la présente décision au-delà de ce que fait habituellement la Régie dans le cadre de telles demandes. La Régie souhaite cependant que le public soit informé des faits de façon éclairée.

[423] Le D<sup>r</sup> Plante insiste sur le fait qu'il y a lieu de distinguer ce que l'on connaît sur les RF et les zones qui font encore l'objet de recherches. Ainsi, les effets des RF sur la santé humaine sont assez bien connus puisque, depuis une centaine d'années, elles sont reliées à l'utilisation de la radio, puis de la télévision, des téléphones cellulaires et, plus récemment, des technologies WiFi<sup>295</sup>.

[424] Le D<sup>r</sup> Plante explique que les RF sont comparables à une forme de lumière invisible de très faible énergie. L'énergie des RF n'a pas la capacité de briser les liens entre les atomes, les molécules et ne peut causer de dommage chimique aux *matériaux* du corps humain<sup>296</sup>.

[425] Les RF à très haute intensité peuvent causer un réchauffement du corps humain, dépendant des fréquences. À titre d'exemple, le D<sup>r</sup> Plante souligne que la température du corps exposé pendant une trentaine de minutes à la fréquence de 900 MHz — celle des CNG — et à une intensité de 300 W par mètre carré, augmenterait d'à peu près un degré<sup>297</sup>.

[426] Plus l'intensité en watt par mètre carré ( $W/m^2$ ) est faible, moins cet effet thermique est mesurable. Ainsi, les normes émises par Santé Canada et d'autres organismes sont de beaucoup inférieures à  $300 W/m^2$ . Ces normes sont de  $30 W/m^2$  pour les travailleurs et de  $6 W/m^2$  pour le public<sup>298</sup>.

[427] Le D<sup>r</sup> Plante explique les différences entre les RF reliées à l'utilisation d'un cellulaire et celles qu'émettent les CNG.

---

<sup>295</sup> Pièce A-0113, pages 48 et 49.

<sup>296</sup> Pièce A-0113, page 49.

<sup>297</sup> Pièce A-0113, pages 49 et 50.

<sup>298</sup> Pièce A-0113, page 50.

[428] Ainsi, à 1 m de distance, un cellulaire émet  $1 \text{ W/m}^2$  alors qu'un CNG émet  $50 \mu\text{W/m}^2$ . Les émissions de RF des CNG sont donc de beaucoup inférieures à celles des cellulaires<sup>299</sup>.

[429] Le D<sup>r</sup> Plante conclut que, s'il n'y a pas d'effet thermique visible sur le corps humain — constatation claire et répétée d'un laboratoire à l'autre — résultant de l'utilisation de téléphones cellulaires dont les expositions sont de l'ordre de 1 000 000 de  $\mu\text{W/m}^2$ , il y a encore moins de raisons de trouver quelque effet que ce soit à des niveaux d'exposition de  $50 \mu\text{W/m}^2$  comme ceux des CNG<sup>300</sup>.

[430] Le D<sup>r</sup> Plante a dû répondre aux premières questions sur les RF émises par des compteurs dans les années 1990, alors que les premiers compteurs émettant des RF étaient installés et que les travailleurs se posaient des questions sur les risques pour leur santé. Il a basé son avis sur les études toxicologiques et épidémiologiques issues d'une très volumineuse revue bibliographique scientifique médicale<sup>301</sup>.

[431] À propos des normes de Santé Canada, le D<sup>r</sup> Plante souligne d'abord que cet organisme a une longue tradition d'expertise en radioprotection. La première version du Code de sécurité 6 sur les RF élaborée dans les années 1970 est l'œuvre de spécialistes de Santé Canada. L'expertise interne de Santé Canada est garante d'un exercice indépendant au même titre que celui de la Commission internationale de protection contre le rayonnement non ionisant — les RF émises par les CNG sont des rayonnements non ionisants<sup>302</sup> —, laquelle collabore avec l'OMS. En effet, la Commission internationale de protection contre le rayonnement non ionisant a été retenue comme référence scientifique par la Commission européenne<sup>303</sup>.

[432] Le D<sup>r</sup> Plante réfute la prétention d'un intervenant voulant que les normes européennes soient 6 000 fois plus sévères qu'au Canada<sup>304</sup>. Au contraire, selon le D<sup>r</sup> Plante, les normes européennes d'exposition aux RF sont très voisines des normes canadiennes. La différence tient au fait qu'en Europe, ces normes sont exprimées en watts par kilogramme, alors qu'au Canada, elles sont exprimées en watts par mètre carré.

---

<sup>299</sup> Pièce A-0113, pages 53 et 54.

<sup>300</sup> Pièce A-0113, page 55.

<sup>301</sup> Pièce A-0113, page 56.

<sup>302</sup> Pièce A-0115, page 86.

<sup>303</sup> Pièce A-0113, page 65.

<sup>304</sup> Pièce A-0113, pages 65 et 66.

[433] Ainsi, pour un compteur émettant sur la bande de 900 MHz, la norme canadienne est de  $6 \text{ W/m}^2$ . Dans la plupart des pays d'Europe, la norme serait de  $4,5 \text{ W/m}^2$ . La norme européenne n'est donc pas 6 000 fois plus sévère que la norme canadienne. Les deux normes sont plutôt du même ordre de grandeur<sup>305</sup>.

[434] Quant aux niveaux de RF émanant de la carte Zigbee des CNR — carte servant aux fonctionnalités qui pourront être mises en opération ultérieurement, notamment en domotique —, le D<sup>r</sup> Plante explique que les RF découlant de son usage seront de beaucoup en deçà de ce qu'il qualifie de « bruit ambiant » de RF dans lequel nous vivons vingt-quatre heures par jour.

[435] Ce que le D<sup>r</sup> Plante qualifie de « bruit ambiant », ce sont les RF émises d'abord et avant tout par les ondes de radio FM, de la télévision et des réseaux cellulaires qui sont présents dans toutes les pièces, y compris, comme il le souligne, dans la salle d'audience de la Régie.

[436] Le D<sup>r</sup> Plante a présenté à l'audience un graphique permettant de visualiser ce « bruit ambiant » des RF. Ces RF varient de 100 à 400 microwatts par mètre carré, soit la somme des sources ambiantes émettant des RF en permanence.

[437] S'ajoutent à cette source permanente de RF celles des cartes Zigbee, des ordinateurs portables et des modems. Toutes ces sources de RF sont de très faible puissance. Cela tient au fait que les fabricants de ces équipements électroniques n'ont pas intérêt à les munir d'antennes puissantes, car cela causeraient des interférences. Ces équipements sont donc munis d'antennes les moins puissantes possibles, mais d'une puissance suffisante pour permettre de relier les équipements entre eux. À titre d'exemple, le D<sup>r</sup> Plante réfère aux cartes Zigbee utilisées en domotique reliant des appareils par RF et précise que la puissance des RF émises dans ce contexte est extrêmement faible, de l'ordre du milliwatt.

[438] En somme, selon le D<sup>r</sup> Plante, toutes ces petites sources très ponctuelles qui émettent des RF n'ont pas beaucoup d'influence, à toutes fins pratiques, sur le bruit ambiant des RF dans lequel nous vivons en permanence<sup>306</sup>.

---

<sup>305</sup> Pièce A-0113, pages 65 et 66.

<sup>306</sup> Pièce A-0113, pages 67 à 69.

[439] Le D<sup>r</sup> Plante a répondu en contre-interrogatoire à plusieurs questions du procureur de S.É./AQLPA<sup>307</sup>, un intervenant particulièrement intéressé aux effets des RF sur la santé. La Régie juge utile de résumer la teneur de ces échanges qui sont de nature à éclairer et rassurer le public sur les effets des RF.

[440] Ainsi, et contrairement à ce que semble craindre l'intervenant S.É./AQLPA, le D<sup>r</sup> Plante explique qu'il n'y a aucun danger à s'approcher ou à toucher un CNG. Pour s'en convaincre, il suffit de comparer la puissance d'émission d'un cellulaire, qui varie de 100 mW à 1 W, à celle d'un CNG qui est beaucoup plus faible, comme exposée précédemment<sup>308</sup>.

[441] À des questions portant sur les effets d'une succession d'émissions pulsées — comme celles des CNG —, le D<sup>r</sup> Plante confirme que cette succession n'a pas non plus d'effet sur la santé. Les données n'appuient pas l'idée que le nombre d'impulsions soit important. Ainsi, ce n'est pas le fait que les émissions de RF soient fractionnées qui importe pour mesurer les effets sur la santé, mais les effets thermiques. Il précise que si le Code de sécurité 6 de Santé Canada réfère aux impulsions et aux intervalles entre les impulsions, c'est pour calculer une exposition moyenne aux RF.

[442] Selon le D<sup>r</sup> Plante, la position de S.É./AQLPA voulant que le fractionnement des émissions de RF soit plus dommageable pour la santé n'est donc pas appuyée sur des données expérimentales. Ainsi, l'étude de David McCarty, de l'Université de Louisiane, soumise par S.É./AQLPA, ne peut être retenue, car elle ne porte que sur un seul sujet, n'est pas incluse dans la revue bibliographique et porte sur l'effet d'un champ électrique à 60 Hz et non sur les effets sur la santé des RF à 900 Hz.

[443] Le D<sup>r</sup> Plante en profite pour expliquer que beaucoup de gens confondent les RF et les champs électriques. Le corps humain, exposé à un champ électrique de 60 Hz, ne subit pas un effet d'échauffement mais un effet de courant électrique. Selon le D<sup>r</sup> Plante, confondre l'effet d'un champ électrique de 60 Hz et celui des RF — comme le fait l'intervenant S.É./AQLPA — équivaut à confondre les rayons X avec la lumière visible. L'exposition à un champ électrique de 60 Hz doit être limitée parce que ce champ induit un courant électrique dans le corps humain. Pour ce qui est des RF à 900 MHz, c'est l'effet de chaleur sur le corps humain qui est important et non l'effet de courant électrique. Ainsi, l'étude de David McCarty mentionnée au paragraphe précédent ne serait

---

<sup>307</sup> Pièce A-0115, pages 65 et suivantes.

<sup>308</sup> Pièce A-0115, page 66.

pas sérieuse selon le D<sup>r</sup> Plante, puisqu'elle porte sur un seul sujet et est sans groupe témoin<sup>309</sup>.

[444] Le D<sup>r</sup> Plante souligne aussi qu'il y a beaucoup de controverse depuis quinze ans sur les effets non thermiques des RF en lien avec l'apparition des téléphones cellulaires. De nombreux travaux de recherche sont donc entrepris sur les effets non thermiques de l'utilisation à long terme des téléphones cellulaires<sup>310</sup>.

[445] Selon le D<sup>r</sup> Plante, la publication d'une grande quantité d'articles dans les revues scientifiques sur les effets des RF sur la santé ne reflète pas le fait qu'il s'agisse d'un enjeu non encore réglé. Il précise que, même si les études ne confirment pas d'effet des RF sur la santé, les chercheurs poursuivent néanmoins les recherches parce que la question de savoir si les RF peuvent causer un cancer, surtout dans les cas d'utilisation à long terme, est une question qui demeure importante<sup>311</sup>.

[446] Le D<sup>r</sup> Plante est appelé à commenter le fait que le Centre international de recherche sur le cancer ait classé « possiblement cancérigène » — soit dans la catégorie 2B — l'exposition aux champs électromagnétiques et explique pourquoi cela ne change pas sa perception des choses.

[447] Cette classification a été adoptée en conséquence d'un doute soulevé par une étude épidémiologique portant sur l'utilisation du cellulaire et son lien avec le cancer du cerveau<sup>312</sup>.

[448] Cette étude ne montrait aucune évidence d'accroissement de risque de cancer du cerveau, sauf pour le gliome dans les cas où les gens disaient avoir utilisé le cellulaire durant 1 640 heures par année. L'étude montrait une augmentation de 40 % jugée statistiquement significative. C'est ce résultat fragmentaire qui a mené le Centre international de recherche sur le cancer à classer dans la catégorie 2B l'exposition aux champs électromagnétiques des cellulaires. Par contre, les données recueillies sur le gliome sont non significatives pour le méningiome<sup>313</sup>.

---

<sup>309</sup> Pièce A-0115, pages 109 à 112.

<sup>310</sup> Pièce A-0113, page 51.

<sup>311</sup> Pièce A-0115, pages 93 et 94.

<sup>312</sup> Pièce A-0115, page 118.

<sup>313</sup> Pièce A-0115, pages 121 et 122.

[449] Selon le D<sup>r</sup> Plante, c'est un résultat très fragile qui a conduit le Centre international de recherche sur le cancer à classer les radiofréquences dans la catégorie 2B<sup>314</sup>. Il explique que cette catégorie correspondant à un risque « possible » utilisée par le Centre international de recherche sur le cancer dès qu'il y a le moindre doute. Ainsi, l'usage du café est également dans cette catégorie<sup>315</sup>.

[450] Le D<sup>r</sup> Plante soumet que la possibilité que les RF aient un effet cancérigène est hautement improbable. Il appuie son opinion sur le niveau d'énergie de ces ondes qui est très faible par rapport aux infrarouges ou à la lumière visible, deux types de lumière qui ne sont pas cancérigènes. Il ne voit vraiment pas, sur le plan de la physique, comment les RF pourraient être cancérigènes. Les études animales sont négatives ainsi que celles in-vitro sur les cellules vivantes<sup>316</sup>.

[451] Le D<sup>r</sup> Plante rappelle qu'en médecine, il y a deux erreurs à ne pas faire : manquer un diagnostic important ou dire à un patient qu'il a une maladie grave alors que tel n'est pas le cas.

[452] Ainsi, la classification du Centre international de recherche sur le cancer reflète la prudence de cet organisme et sa volonté de ne pas commettre le premier type d'erreur (manquer un diagnostic) en classant presque tout comme possiblement cancérigène en principe<sup>317</sup>. En effet, sur 946 produits évalués depuis une trentaine d'années, un seul a été classé « probablement pas cancérigène »<sup>318</sup>.

[453] Selon le D<sup>r</sup> Plante, si les RF étaient cancérigènes, on devrait s'attendre à ce que les infrarouges le soient. Or, il est de notoriété publique que les infrarouges ne sont pas cancérigènes, même à fortes doses<sup>319</sup>.

[454] Sur le niveau de consensus au sein de la communauté scientifique à cet égard, le D<sup>r</sup> Plante souligne que les données sur la cancérogénicité sont rassurantes et montrent que les RF ne sont pas un produit cancérigène.

---

<sup>314</sup> Pièce A-0115, page 123.

<sup>315</sup> Pièce A-0115, page 132.

<sup>316</sup> Pièce A-0115, pages 124 et 125.

<sup>317</sup> Pièce A-0115, page 126.

<sup>318</sup> Pièce A-0115, pages 124 et 125.

<sup>319</sup> Pièce A-0115, pages 127 et 128.

[455] À cet égard, le D<sup>r</sup> Plante rappelle qu'aussi bien le Centre international de recherche sur le cancer que la Commission internationale sur la protection contre le rayonnement non ionisant ont des comités permanents formés d'épidémiologistes, de biologistes et d'ingénieurs physiciens qui revoient les études en continu. Santé Canada et l'Agence française de Sécurité alimentaire, Environnement, Santé et Alimentation arrivent à des conclusions convergentes<sup>320</sup>.

[456] Le D<sup>r</sup> Plante explique pourquoi il ne partage pas le point de vue du rapport *BioInitiative* auquel a participé David Carpenter et de la recommandation de l'Assemblée parlementaire du Conseil de l'Europe voulant qu'il y ait matière à prudence.

[457] Le rapport *BioInitiative* n'est pas, selon le D<sup>r</sup> Plante, un rapport objectif de nature scientifique fait à l'initiative d'une organisation de santé. Ce rapport n'a jamais été publié et revu par des pairs. Il a été piloté par madame Cindy Sage, une entrepreneure qui offre des services et des équipements de protection contre les champs électromagnétiques. Ce rapport, du début à la fin, n'a manifestement pas le ton d'un rapport scientifique mais plutôt d'un plaidoyer contre les normes sur les RF. Ce rapport ignore totalement tout un pan de la bibliographie à cet égard et met l'accent sur des études qui vont dans le sens voulu par les auteurs de *BioInitiative*<sup>321</sup>.

[458] Quant à la recommandation du Conseil de l'Europe de fixer des normes beaucoup plus faibles que les normes canadiennes sur les niveaux de champs électromagnétiques, le D<sup>r</sup> Plante souligne que cette recommandation n'est pas en vigueur en Europe : « *c'est un souhait qui n'a pas été adopté par aucun pays* »<sup>322</sup>.

[459] Sur le fait que Santé Canada recommande néanmoins la prudence au niveau de l'utilisation des téléphones cellulaires, le D<sup>r</sup> Plante rappelle que la prudence et la précaution sont des valeurs très fortes et très utilisées en médecine et en santé publique.

[460] Ainsi, devant un faisceau d'indices qui, du point de vue scientifique, indiqueraient qu'il semble y avoir un problème, le principe de précaution veut qu'on n'attende pas d'avoir toutes les preuves pour agir. Le D<sup>r</sup> Plante se dit en parfait accord avec ce principe, mais soumet que telle n'est pas la situation des RF émises par les CNG<sup>323</sup>.

---

<sup>320</sup> Pièce A-0115, pages 130 et 131.

<sup>321</sup> Pièce A-0115, page 134.

<sup>322</sup> Pièce A-0115, page 135.

<sup>323</sup> Pièce A-0115, page 146.

[461] En effet, les études scientifiques sur les RF indiquent de façon claire qu'on ne s'en va pas vers la présence d'un risque mais bien vers l'absence de risque.

[462] Néanmoins, le D<sup>r</sup> Plante souligne qu'il ne faut pas ignorer qu'il subsiste des inquiétudes, des peurs, des anxiétés chez certaines personnes.

[463] Il y a donc un écart, selon le D<sup>r</sup> Plante, entre le risque perçu par certaines personnes et le risque appréhendé par les éléments scientifiques dont nous disposons. Il souligne qu'en matière de santé publique, lorsque confronté à une telle situation, il faut poser des actions pour diminuer cet écart entre les perceptions et la réalité et non l'augmenter<sup>324</sup>.

[464] Le D<sup>r</sup> Plante soumet que, dans certaines circonstances, des précautions peuvent même être contre-indiquées. Pour toute mesure préventive — comme un vaccin ou n'importe quelle autre mesure —, il y a toujours lieu d'examiner et d'analyser quels seraient les effets secondaires possiblement nocifs de cette mesure dite préventive.

[465] Dans le cas des RF émises par les CNG, si on appliquait la prudence alors qu'il y a abondance de preuves à l'effet qu'il n'y a pas de risque, le D<sup>r</sup> Plante soumet que cela créerait beaucoup plus de peur que de bien. Il n'est donc pas dans l'intérêt de la santé publique d'agir de cette façon<sup>325</sup>.

[466] Le D<sup>r</sup> Plante est conscient que certaines personnes croient néanmoins que leurs symptômes sont reliés aux RF. Sur cette question, sa position rejoint celle de l'OMS. Il faut inviter les personnes croyant souffrir d'hypersensibilité électromagnétique (HSÉM) à participer à des recherches. L'idéal est de leur faire subir une évaluation médicale la plus complète possible. Le D<sup>r</sup> Plante demeure assez convaincu qu'il y a plus d'une cause aux problèmes de santé pouvant être reliés à l'HSÉM. Une évaluation par des spécialistes est la meilleure façon d'aider ces personnes<sup>326</sup>.

[467] Le D<sup>r</sup> Plante explique que l'HSÉM n'est pas un syndrome au sens médical du terme, c'est-à-dire une association de symptômes et de signes cliniques qui renvoient à un diagnostic. Au contraire, selon lui, les personnes affectées présentent des symptômes très divers d'un patient à l'autre<sup>327</sup>.

---

<sup>324</sup> Pièce A-0115, page 147.

<sup>325</sup> Pièce A-0115, page 148.

<sup>326</sup> Pièce A-0115, pages 152 et 153.

<sup>327</sup> Pièce A-0113, page 61.

[468] Les études à double insu ou en double aveugle ont démontré que les personnes soumises à certains tests ne pouvaient pas percevoir la présence ou l'absence de RF de cellulaire et n'étaient pas en mesure de distinguer la présence de ces ondes entre les sessions réelles lorsqu'elles sont exposées et les sessions simulées. Ces études ont également démontré que, s'il y avait apparition de symptômes, ceux-ci se manifestaient autant lors des sessions simulées que durant celles où il y avait une exposition réelle aux RF<sup>328</sup>.

[469] Ces travaux ont été revus par plusieurs organismes au Canada, par des commissions internationales et par des groupes d'experts mandatés par la Commission européenne. Les conclusions de ces travaux sont unanimes et largement convergentes : on ne peut raisonnablement pas faire aujourd'hui de lien entre un symptôme ou un signe clinique chez l'utilisateur d'un téléphone cellulaire et les niveaux de RF émises<sup>329</sup>.

[470] La question de l'HSÉM s'est également posée dans les années 1990 avec l'introduction des ordinateurs dans les bureaux et a également fait l'objet de nombreuses recherches depuis une quinzaine d'années.

[471] Selon le D<sup>r</sup> Plante, les études sur l'HSÉM montrent que les champs électromagnétiques ne sont pas en cause. Les symptômes — par ailleurs réels — qu'éprouvent certaines personnes sont, selon lui, reliés à d'autres causes. Les études montrent que ni les champs de RF ni les champs à 60 Hz de très bas niveau ne peuvent expliquer les symptômes des personnes se disant atteintes d'HSÉM<sup>330</sup>.

### **Les ministères et organismes visés**

[472] La Régie juge aussi important de citer les recommandations de l'OMS, s'adressant aux gouvernements et aux médecins, sur l'approche à adopter face à des patients présentant des symptômes qu'ils attribuent à l'HSÉM. Le MSSS<sup>331</sup> et Santé Canada<sup>332</sup> réfèrent également à ces recommandations.

---

<sup>328</sup> Pièce A-0113, pages 52 et 53.

<sup>329</sup> Pièce A-0113, page 53.

<sup>330</sup> Pièce A-0113, page 59.

<sup>331</sup> Pièce D-0062.

<sup>332</sup> Pièce B-0085.

[473] L'Aide-mémoire n° 296, de décembre 2005, intitulé « Champs électromagnétiques et santé publique : hypersensibilité électromagnétique »<sup>333</sup> de l'OMS indique ce qui suit :

*« La HSEM est caractérisée par divers symptômes non spécifiques qui diffèrent d'un individu à l'autre. Ces symptômes ont une réalité certaine et peuvent être de gravité très variable. Quelle qu'en soit la cause, la HSEM peut être un problème handicapant pour l'individu touché. Il n'existe ni critères diagnostiques clairs pour ce problème sanitaire, ni base scientifique permettant de relier les symptômes de la HSEM à une exposition aux CEM [champs électromagnétiques]. En outre, la HSEM ne constitue pas un diagnostic médical. Il n'est pas non plus évident qu'elle corresponde à un problème médical unique.*

**A l'intention des médecins :** *le traitement des individus touchés doit se concentrer sur les symptômes sanitaires et sur le tableau clinique et non sur le ressenti de la personne quant à la nécessité de réduire ou d'éliminer les CEM à son poste de travail ou à son domicile. Ce traitement nécessite :*

*une évaluation médicale visant à identifier et à traiter toute pathologie spécifique pouvant être responsable de ces symptômes,*

*une évaluation psychologique destinée à identifier d'autres pathologies psychiatriques ou psychologiques pouvant être responsables de ces symptômes,*

*une évaluation des facteurs intervenant au poste de travail ou au domicile, susceptibles de contribuer à la manifestation des symptômes présentés. Il peut s'agir notamment de la pollution de l'air des locaux, d'un bruit excessif, d'un mauvais éclairage (lumière papillotante) ou de facteurs ergonomiques. Une réduction du stress ou d'autres améliorations des conditions de travail peuvent s'avérer appropriées.*

*Dans le cas des individus se plaignant de HSEM et présentant des symptômes durables et un handicap important, le traitement doit viser principalement la réduction des symptômes et des handicaps fonctionnels. Cette opération doit s'effectuer en collaboration étroite avec un médecin spécialiste qualifié (en vue de prendre en charge les aspects médicaux et psychologiques de ces symptômes) et avec un hygiéniste (en vue d'identifier, si nécessaire, les facteurs témoins présents dans l'environnement, dont on sait qu'ils ont des effets sanitaires préjudiciables pouvant toucher le patient).*

---

<sup>333</sup> <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs296/fr/index.html>.

*Le traitement doit avoir pour objectif de mettre en place une relation médecin/patient efficace, d'aider au développement de stratégies permettant de faire face à la situation et d'encourager les patients à retourner au travail et à mener une vie sociale normale.*

***A l'intention des individus se plaignant d'une HSEM :*** *en plus du traitement administré par des professionnels, les groupes d'auto-assistance peuvent apporter une aide utile à l'individu se plaignant d'une HSEM.*

***A l'intention des gouvernements :*** *les gouvernements doivent fournir aux individus se plaignant d'une HSEM, aux professionnels de la santé et aux employeurs des informations bien ciblées et pesées sur les dangers sanitaires potentiels des CEM. Ces informations doivent inclure une déclaration claire spécifiant qu'il n'existe actuellement aucune base scientifique permettant d'établir une relation entre HSEM et exposition aux CEM.*

***A l'intention des chercheurs :*** *des études laissent à penser que certaines réactions physiologiques des individus se plaignant de HSEM auraient tendance à se situer en dehors des valeurs normales. Il convient notamment, dans le cadre des enquêtes cliniques, de rechercher une hyperactivité du système nerveux central et un déséquilibre du système neurovégétatif et d'utiliser les résultats individuels comme élément d'orientation en vue d'un traitement éventuel.* » [nous soulignons]

[474] Également, l'Aide-mémoire n° 304, de mai 2006, intitulé « Champs électromagnétiques et santé publique : stations de base et technologies sans fil »<sup>334</sup> émis par l'OMS prévoit ce qui suit :

*« Compte tenu des très faibles niveaux d'exposition et des résultats des travaux de recherche obtenus à ce jour, il n'existe aucun élément scientifique probant confirmant d'éventuels effets nocifs des stations de base et des réseaux sans fil pour la santé.*

### ***Initiatives de l'OMS***

*Par le biais de son projet EMF, l'OMS a mis sur pied un programme pour contrôler la littérature scientifique publiée sur les fréquences électromagnétiques, afin d'évaluer les effets sur la santé de l'exposition à des fréquences allant de 0 à 300 GHz, afin de donner des avis sur les dangers éventuels et de trouver les*

<sup>334</sup> <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs304/fr/index.html>.

*mesures adéquates pour les atténuer. Après des analyses internationales approfondies, le Projet international EMF a fait la promotion de la recherche pour combler les lacunes dans les connaissances, à la suite de quoi les gouvernements nationaux et des instituts de recherche ont financé des travaux de recherche sur les fréquences électromagnétiques à hauteur de US \$250 millions au cours des dix dernières années.*

*Si l'on peut s'attendre à ce que l'exposition aux champs RF des stations de base et des réseaux sans fil n'ait aucun effet sur la santé, l'OMS préconise néanmoins des recherches pour déterminer si l'exposition plus intense aux radiofréquences des téléphones mobiles pourrait avoir des effets sur la santé. » [nous soulignons]*

### **7.8.2.3 Conclusions de la Régie sur les RF des CNG**

[475] Force est de constater que nous vivons dans un monde de communications sans fil et que nous sommes exposés constamment à un bruit ambiant de RF qui varie entre 100  $\mu\text{W}/\text{m}^2$  et 400  $\mu\text{W}/\text{m}^2$ .

[476] Les RF émises par les CNG ont une densité de puissance, à 1 m de distance, de 50  $\mu\text{W}/\text{m}^2$ . À 3 m de distance, cette densité de puissance n'est plus que de 5,6  $\mu\text{W}/\text{m}^2$ .

[477] Les émissions de RF provenant des CNG sont de 20 000 à 300 000 fois inférieures aux normes en vigueur.

[478] Le niveau d'émission de RF des CNG est de beaucoup inférieur à celui d'un téléphone cellulaire : 50  $\mu\text{W}/\text{m}^2$  pour le CNG versus 1 000 000  $\mu\text{W}/\text{m}^2$  pour le téléphone cellulaire.

[479] La preuve soumise à la Régie montre que le fait que plusieurs CNG soient installés dans une pièce habitée d'un appartement n'augmente pas de façon significative le niveau d'émission de RF qui est encore des dizaines de milliers de fois inférieur aux normes de Santé Canada.

[480] Les 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 RF sur la santé confirment clairement qu'il n'y a aucun danger pour la santé.

[481] Quant au problème de l'HSÉM, les études à double insu ou en double aveugle montrent qu'il n'y a aucune preuve scientifique et médicale établissant une relation entre les symptômes des personnes disant souffrir d'HSÉM et les RF.

[482] La Régie conclut de l'examen de la preuve qu'elle a entendu que le Projet ne présente pas ce niveau de risque qui justifierait l'application du principe de précaution. Ce principe s'applique lorsqu'il y est reconnu qu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible pour la santé. La preuve ne montre pas que tel soit le cas et va plutôt dans le sens contraire.

[483] Néanmoins, la Régie reconnaît qu'il subsistera des préoccupations à cet égard dans le public. Comme l'a souligné le D<sup>r</sup> Plante et comme le recommande l'OMS, le public a besoin d'être informé objectivement et adéquatement et non d'être indûment alarmé à cet égard.

### 7.8.3 ACCEPTABILITÉ SOCIALE

[484] L'acceptabilité sociale du Projet est importante car elle peut avoir un impact sur sa viabilité économique.

[485] Le Distributeur a expliqué qu'il entendait intensifier ses efforts de communication dès que le Projet aura reçu l'approbation de la Régie. Son plan de communication visera à répondre directement aux préoccupations de ses clients<sup>335</sup>. Cette démarche va d'ailleurs dans le sens des recommandations du consultant Accenture : « *Être proactif et diffuser de l'information sur les changements anticipés, en se focalisant sur les bénéfices tangibles pour les clients* »<sup>336</sup>.

[486] Le ROEÉ a notamment beaucoup insisté sur le fait que le Projet devrait être axé sur les besoins des clients, sur l'amélioration des services aux clients et sur la mise en place de fonctionnalités qui ont des impacts sociaux et environnementaux favorables. Selon l'intervenant, cela aiderait à « *mieux vendre le projet* »<sup>337</sup>.

---

<sup>335</sup> Pièce B-0088, page 29.

<sup>336</sup> Pièce B-0088, page 15.

<sup>337</sup> Pièce A-0135, page 158.

[487] Cette proposition du ROEE, bien qu'intéressante en principe, déborde cependant du périmètre du Projet, tel que défini par le Distributeur et accepté par la Régie. Le Projet doit donc être présenté aux clients comme il est, c'est-à-dire un projet structurant procurant des gains d'efficience, apportant des bénéfices immédiats aux clients, dont une facture qui n'est plus estimée, et permettant éventuellement de leur offrir des outils modernes et efficaces de gestion de leur consommation d'électricité, dont plusieurs fonctionnalités de domotique.

[488] Même si le Distributeur a inséré le Projet dans un périmètre spécifique, il a néanmoins souligné qu'il entendait implanter, dès 2012 et 2013, certaines fonctionnalités actuellement à l'extérieur du périmètre du Projet, comme la détection rapide des pannes et des interruptions, les profils détaillés de la consommation des clients en ligne, la détection de la subtilisation d'énergie et diverses mesures d'efficacité énergétique en lien avec le projet CATVAR<sup>338</sup>.

[489] Le Distributeur prépare donc un plan de communication structuré et transparent visant à fournir le maximum d'informations à ses clients sur tous les aspects techniques du Projet<sup>339</sup>.

[490] La Régie incite le Distributeur à informer ses clients sur les avantages immédiats et futurs du Projet tant pour ces derniers que pour l'environnement. Les clients devront également être informés objectivement et adéquatement sur les émissions de RF des CNG.

[491] Néanmoins, il est possible, comme la Régie l'a souligné, que certaines personnes puissent refuser qu'un CNG soit installé à leur domicile. Face à une telle éventualité, la Régie demandait<sup>340</sup>, tel que susdit, au Distributeur, lors de la rencontre préparatoire du 2 février 2012, de trouver une solution à ce problème.

[492] Pour donner suite à cette demande de la Régie et pour respecter le choix de certains de ses clients, le Distributeur a déposé une demande (dossier R-3788-2012) pour faire fixer les conditions tarifaires de l'Option de retrait dont pourront se prévaloir les clients qui choisissent de ne pas adhérer à l'offre de base du Distributeur, soit l'installation d'un CNG.

---

<sup>338</sup> Pièce B-0098, pages 15 et 16.

<sup>339</sup> Pièce A-0118, page 137.

<sup>340</sup> Pièce A-0050, page 7.

[493] À cet égard, la Régie rend ce jour une décision sur les conditions tarifaires applicables à l'Option de retrait.

### 7.8.3.1 Le SCFP-FTQ et l'acceptabilité sociale du Projet

[494] Tel que mentionné précédemment, le SCFP-FTQ a orchestré une campagne de publicité négative sur le Projet. L'intervenant a également déposé en preuve un sondage et une pétition lancée dans le cadre de cette campagne publicitaire. Sur la base d'une telle preuve, l'intervenant soumet que le Projet n'est pas acceptable socialement.

[495] Le SCFP-FTQ a déposé sous pli confidentiel des documents originaux de la campagne *Compteurs en or*<sup>341</sup>.

[496] Le message télédiffusé aux heures de grande écoute et radiodiffusé lançait substantiellement le message suivant<sup>342</sup> :

« [...] *Tout le monde joue perdant avec les compteurs en or [...] 1 000 emplois perdus [...] 1 milliard de \$ en jeu [...] 8 millions de perdants [...] HQ va créer du chômage et un immense gaspillage en remplaçant tous nos compteurs électriques par de coûteux gadgets non rentables [...] qui pourraient même faire augmenter votre facture d'électricité [...] »*

La présentatrice jette une brochure *Compteurs en or* à la poubelle en disant :

« [...] *qui gagne quoi à ce jeu-là [...]. »*

Suit une invitation à consulter le site internet :

« <http://www.compteursenor.com> »

[497] La Régie considère que cette publicité est plutôt suggestive et vise à influencer négativement l'opinion du public.

---

<sup>341</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0016.

<sup>342</sup> Pièces C-SCFP-FTQ-0027 à C-SCFP-FTQ-0039.

[498] Le libellé de la pétition à l'endos d'un document prenant la forme d'un compteur d'électricité en or et intitulé « Compteurs en or d'Hydro-Québec » se lit comme suit :

*« Non, je refuse qu'Hydro-Québec dépense 1 milliards \$ inutilement et sacrifie 1000 emplois pour remplacer les compteurs électriques actuels! »*

[499] Faut-il ainsi s'étonner qu'environ 10 000 personnes informées du Projet de cette façon aient signifié leur désapprobation?

[500] La Régie n'accorde aucune force probante à cette preuve soumise par le SCFP-FTQ sur la question de l'acceptabilité sociale du Projet. La campagne de publicité négative du SCFP-FTQ a mobilisé certaines personnes, mais le public n'a pas reçu une information complète sur le Projet, en particulier sur ses avantages.

[501] Les nombreux courriels qui ont été transmis à la Régie font principalement suite à cette campagne de publicité négative et ne sont donc pas de nature à éclairer la Régie sur l'acceptabilité sociale du Projet.

### **7.8.3.2 Le SCFP-FTQ et l'impact du Projet sur l'économie du Québec**

[502] Le SCFP-FTQ évalue que le Projet aura un impact négatif sur le PIB du Québec de 14,7 M\$ par année, en conséquence de la perte d'un millier d'emplois directs et indirects<sup>343</sup>.

[503] L'intervenant base son calcul sur les dépenses en biens et services des releveurs de compteurs et les revenus fiscaux liés à ces dépenses<sup>344</sup>.

[504] Or, il est faux de prétendre que le Projet fera perdre 1 000 emplois chez le Distributeur. Le SCFP-FTQ ne tient pas compte du nombre de départs à la retraite, du roulement habituel du personnel et surtout du fait que si des emplois de releveur sont abolis, d'autres emplois à plus grande valeur ajoutée sont, notamment, créés dans le domaine des technologies de l'information. En fait, comme mentionné plus haut, 180 employés permanents devront être relocalisés au sein d'Hydro-Québec, alors que 2 150 postes seront à combler dans différents domaines.

---

<sup>343</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0044, page 27 et pièce C-SCFP-FTQ-0011, pages 35 à 38.

<sup>344</sup> Pièce C-SCFP-FTQ-0011, page 39.

[505] Le Projet doit permettre l'implantation de fonctionnalités permettant aux consommateurs de mieux gérer leur consommation d'électricité et au Distributeur de disposer de données encore plus complètes pour gérer efficacement son réseau de distribution d'électricité. Or, tout ceci est conforme à la volonté du gouvernement du Québec voulant que l'énergie soit utilisée et consommée de façon plus efficace à l'avenir<sup>345</sup>.

#### **7.8.4 CYBERSÉCURITÉ, PROTECTION DE LA VIE PRIVÉE ET UTILISATION DES DONNÉES RECUEILLIES**

[506] Plusieurs intervenants se sont dits préoccupés par la sécurité des données enregistrées, transmises et colligées par le Distributeur au moyen des CNG et de l'IMA. Plus particulièrement, certains intervenants se sont dits préoccupés par l'accès et l'utilisation des profils de consommation des clients enregistrés aux 15 minutes par les CNG et donc de façon très précise.

[507] Tel que susdit, l'ACEFQ s'appuie sur la Loi d'accès pour rappeler que les informations détaillées sur la consommation des clients provenant des CNG, si elles sont personnalisées, sont des renseignements personnels au sens de cette loi<sup>346</sup> et doivent donc être protégées.

[508] S.É./AQLPA se dit également préoccupé par la question de la protection de la vie privée des clients. L'intervenant demande que le Distributeur présente les mesures qu'il mettra en œuvre pour protéger les données recueillies contre leur interception ou vol par des tiers. L'intervenant demande également que le processus de conservation et de destruction des données des clients soit précisé<sup>347</sup>.

[509] L'ACEFQ propose que les Conditions de service soient amendées pour y inclure des dispositions régissant l'utilisation, par le Distributeur, des profils de consommation des clients.

---

<sup>345</sup> Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 « L'énergie pour construire le Québec de demain », pages 6 et 55; <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>.

<sup>346</sup> Pièce C-ACEFQ-0026, pages 13 et 14.

<sup>347</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 71.

[510] L'UC soumet que les données colligées par les CNG et l'IMA ne doivent être utilisées que pour répondre aux besoins de facturation et de gestion du réseau électrique<sup>348</sup>.

[511] La Régie comprend que les données recueillies par le biais des CNG et de l'IMA serviront au Distributeur pour fins de facturation, mais aussi pour améliorer ses prévisions de besoins énergétiques et de comportement du réseau, avec une meilleure connaissance des profils cumulatifs par artère, par sous-réseau et par région.

[512] Au sujet de la cybersécurité des données enregistrées, transmises et colligées par les CNG et l'IMA, la Régie est satisfaite des mesures prises par le Distributeur, présentées en preuve et résumées ainsi :

*« En résumé, les mesures de sécurité implantées sont nombreuses et diversifiées. Les principales mesures sont les suivantes :*

- La description des mesures de sécurité est considérée par le Distributeur comme un élément stratégique et l'accès à ces informations est restreint aux employés du Distributeur si elles sont absolument requises dans l'exercice de leurs fonctions.*
- Le réseau IMA étant dynamique, les chemins utilisés pour transmettre l'information sont multiples.*
- Les données qui transitent sur le réseau IMA sont chiffrées en tout temps à l'aide de clefs personnalisées et d'un algorithme particulier.*
- Les équipements (compteurs de nouvelle génération, routeurs et collecteurs) qui agissent comme relais, ne détiennent aucune information sur l'origine topologique de l'information.*

*En conclusion, le Distributeur a pris tous les moyens nécessaires afin de minimiser les type de risques liés à la sécurité des équipements et des informations, notamment les risques :*

- de piraterie du système en créant une passerelle communicante avec le réseau « compteur virtuel » [note de bas de page omise] ;*
- d'interception des données entre le compteur émetteur et les compteurs servant de relais et entre les compteurs et le réseau de communication (routeurs, collecteurs) [note de bas de page omise]. »<sup>349</sup>*

---

<sup>348</sup> Pièce C-UC-0045, page 37.

<sup>349</sup> Pièce B-0072, pages 24 et 25.

[513] Ces mesures de cybersécurité ont été validées et qualifiées par la firme de sécurité Lofty Perch comme étant nombreuses, diversifiées, efficaces et robustes<sup>350</sup>. Ces mesures s'appliquent également aux routeurs et aux collecteurs, ce qui minimise les risques d'interception des données<sup>351</sup>.

[514] Quant à la protection des données détaillées sur la consommation des clients et qui se qualifient comme « renseignements personnels » au sens de la Loi d'accès, la Régie tient à rappeler que le Distributeur est, et continue d'être, assujetti à cette loi.

[515] Comme mentionné plus haut, le Distributeur explique que l'accès à ces informations est restreint à ses employés, pour qui ces données sont absolument requises dans l'exercice de leurs fonctions.

[516] La Régie est aussi satisfaite des mesures de sécurité (encryptage des données, dissociation données/clients) prises par le Distributeur afin que les données enregistrées par les CNG et transmises par l'IMA ne soient pas interceptées par des tiers. Ces mesures font également en sorte que même si cela arrivait, les tiers mis en possession des données ne pourraient mettre en relation aucun client du Distributeur avec les données personnelles interceptées<sup>352</sup>.

[517] La Régie est également satisfaite des mesures de traitement confidentiel de ces données par les employés du Distributeur.

[518] De plus, la preuve montre que le Distributeur exerce une vigie constante sur l'évolution des technologies de l'information et qu'il est actif au niveau des organismes internationaux œuvrant en la matière, ce qui lui permet d'entrer dans des partenariats pour enrichir ses connaissances et ses pratiques d'affaires<sup>353</sup>. Le Distributeur sera ainsi en mesure d'enrichir ses connaissances et d'adapter ses mesures de sécurité informatique à l'évolution technologique.

---

<sup>350</sup> Pièce B-0072, page 24.

<sup>351</sup> Pièce B-0072, page 25.

<sup>352</sup> Pièce B-0072, page 22.

<sup>353</sup> Pièce B-0166, page 11; pièce A-0099, pages 38 et 39 et pièce B-0103, pages 3 et 4.

## **7.9 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

[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.

## **7.10 CONCLUSION GÉNÉRALE DE LA RÉGIE**

[520] L'approbation d'un projet d'investissement de 10 M\$ et plus requiert que le Distributeur fournisse à la Régie certaines informations, dont les coûts associés au projet, l'étude de faisabilité économique du projet et, le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements pertinents.

[521] Toutefois, le Distributeur a présenté le Projet d'une façon différente, tant au niveau de sa faisabilité économique que des solutions envisagées.

[522] L'analyse économique soumise par le Distributeur porte sur le Projet dans son ensemble et non seulement sur sa phase 1. Cette première phase, qui fait l'objet de la présente demande d'autorisation, correspond au déploiement d'une IMA, de TI et de CNG dans la grande région de Montréal seulement. Deux autres phases suivront et permettront de compléter le déploiement des CNG sur tout le territoire desservi par le Distributeur. Or, la Régie n'est pas appelée à autoriser les trois phases du Projet dans le présent dossier, mais uniquement la phase 1.

[523] Certains intervenants ont critiqué cette approche par étapes. Pour sa part, la Régie considère que cette approche est adéquate et prudente. Le Projet devrait générer des gains d'efficacité à terme. Dans cette perspective, le Distributeur a donc choisi de présenter non seulement les coûts de la phase 1, mais ceux du Projet dans son ensemble.

[524] Il est évident qu'en autorisant les investissements de la phase 1 du Projet, la Régie autorise certains investissements qui serviront aux phases ultérieures du Projet (TI et IMA). Néanmoins, l'approche par étape permettra à la Régie, lorsque les phases 2 et 3 du Projet lui seront présentées, d'analyser les nouveaux investissements requis et de juger s'ils sont utiles ou nécessaires dans le contexte de l'évolution du Projet.

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

[526] Quant aux *autres solutions envisagées*<sup>354</sup> par le Distributeur pour le Projet, il faut rappeler que ce dernier a procédé à des appels d'offres pour obtenir des propositions ouvertes à toutes les technologies de communication disponibles. Or, les offres reçues, qui répondaient aux objectifs d'assurer la pérennité du parc de compteurs, de réaliser des gains d'efficience et de permettre l'offre de nouveaux services aux clients, se basaient sur la mise en place d'une technologie sans fil et l'acquisition de CNG.

[527] La Régie est également d'avis que les résultats des projets-pilotes ont permis de vérifier le bon fonctionnement des processus de mesurage et de facturation, de même qu'un ensemble de paramètres critiques, notamment ceux en relation avec le rythme de déploiement et l'interopérabilité des équipements de l'IMA.

[528] De plus, la Régie considère que les faits suivants offrent une garantie raisonnable que le Projet pourra être réalisé à l'intérieur du budget : (i) les CNG sont fournis à prix ferme, (ii) les services de télécommunication sont offerts par une grande entreprise à des conditions établies par contrat et (iii) une portion importante des opérations d'installation des compteurs est réalisée en sous-traitance à coût fixe.

---

<sup>354</sup> Règlement, article 2(9).

[529] Toutefois, force est de constater qu'un tel projet n'est pas sans risques, notamment au niveau des coûts projetés et des gains d'efficience anticipés, malgré le plan de mitigation, les contingences et autres mesures mis en place par le Distributeur.

[530] La question des suivis a, de ce fait, donné lieu à plusieurs questions de la part de la Régie et des intervenants<sup>355</sup>.

[531] Le Distributeur a indiqué qu'il avait mis en place un bureau de projet et qu'une équipe est dédiée au bon déroulement du Projet et à son suivi, tel que recommandé par la firme Accenture<sup>356</sup>. Le Distributeur a également proposé de présenter à la Régie un suivi trimestriel des coûts du déploiement et de la performance du Projet<sup>357</sup>.

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

- D'ici un an, un bilan du plan de communication destiné à répondre aux questions et préoccupations de ses clients, les données sur le nombre de clients ayant exercé l'Option de retrait et leur l'impact sur le déploiement et les coûts du Projet;
- Sur une base trimestrielle, un suivi de l'avancement des coûts et de l'échéancier du Projet, incluant les informations suivantes :
  - une planification de l'installation des CNG par trimestre pour toute la phase 1;
  - le nombre de CNG réellement installés par trimestre;
  - le nombre de clients qui se prévalent de l'Option de retrait par trimestre;
  - les coûts prévus de la phase 1 du Projet par trimestre;
  - les coûts réels de la phase 1 par trimestre;
  - l'explication des écarts de coûts et d'échéancier et les nouvelles prévisions, le cas échéant;
  - un statut de la matérialisation des gains d'efficience annoncés;

---

<sup>355</sup> Pièce B-0016, page 20; pièce B-0039, pages 9 et 17; pièce A-0099, pages 79 et 93; pièce A-0104, pages 210 et 211; pièce A-0106, pages 93 et 94; pièce A-0125, page 239; pièce B-0166, page 22; pièce C-FCEI-0032 et pièce C-SÉ-AQLPA-0114, page 12.

<sup>356</sup> Pièce B-0088, page 42.

<sup>357</sup> Pièce B-0166, page 22.

- le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de motifs.
- Périodiquement et selon l'évolution du Projet, présenter l'état d'avancement de l'implantation des autres fonctionnalités qui sont à l'extérieur du périmètre actuel, mais qui sont envisagées par le Distributeur, selon l'échéancier déposé en audience<sup>358</sup>.

[533] Comme mentionné plus haut, l'admissibilité au coût de service du Distributeur des investissements dépassant le budget du Projet et les charges d'exploitation résultant de gains d'efficacité prévus mais non réalisés devront, le cas échéant, faire l'objet d'une décision de la Régie dans le cadre d'une demande sous l'article 48 de la Loi.

[534] Dans cette éventualité, la Distributeur pourra opter, selon l'importance des enjeux tarifaires résultant de dépassements de coûts le cas échéant, entre présenter une demande de traitement de ces coûts dans le cadre de sa demande tarifaire habituelle ou distinctement. À cet égard et sur la base des rapports de suivi trimestriels qu'elle recevra, la Régie pourrait également, de sa propre initiative, convoquer le Distributeur tel que prévu à l'article 48 de la Loi.

[535] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**ACCUEILLE** la présente demande;

**AUTORISE** le Distributeur à réaliser le Projet – Phase 1 décrit à la pièce B-0006;

---

<sup>358</sup> Pièce B-0098, pages 15 et 16.

**AUTORISE** le Distributeur à comptabiliser, à même le compte de frais reportés créé par la décision D-2010-078, les coûts 2012 afférents au Projet – Phase 1, conformément aux modalités approuvées par la Régie dans sa décision D-2010-022;

**DEMANDE** au Distributeur de déposer les suivis demandés au paragraphe 532.

Richard Lassonde

Régisseur

## Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M<sup>e</sup> Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M<sup>e</sup> Denis Falardeau;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M<sup>e</sup> Serge Cormier;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Jean-Olivier Tremblay et M<sup>e</sup> Marie-Josée Hogue;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Éric David;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Jacynthe Ledoux;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Syndicat des employé-e-s de techniques professionnelles et de bureau d'Hydro-Québec, section locale 2000 (SCFP-FTQ) représenté par M<sup>e</sup> Richard Bertrand et M<sup>e</sup> Louise-Hélène Guimond;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin.