

# **MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)**

**DEMANDE D'APPROBATION D'UN PROGRAMME POUR LA CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES  
ÉQUIPEMENTS FONCTIONNANT AU MAZOUT OU AU PROPANE DANS LES MARCHÉS COMMERCIAL,  
INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL**

**Préparé dans le cadre du dossier  
R-4000-2017  
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par  
Antoine Gosselin  
et  
Marcel Paul Raymond**

**Le 20 juillet 2017**

## Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Analyse économique.....	5
2.1. Représentativité des cas types .....	5
2.2. Revenus .....	6
2.2.1. Quantités additionnelles de consommation d'électricité .....	7
2.2.2. Évolution des tarifs (inflation) .....	9
2.3. Coûts.....	10
2.3.1. Coûts d'approvisionnement.....	10
2.3.2. Coûts de distribution et de transport .....	10
2.4. Horizon de l'analyse économique.....	11
3. Sommaire des recommandations .....	13

## 1. Introduction

Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité, (le « Distributeur ») demande à la Régie de l'Énergie (la « Régie ») d'approuver un *Programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel* (le « Programme »).

Cette demande s'inscrit dans le cadre de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec et s'appuie également sur le Plan stratégique 2017-2021 d'Hydro-Québec. Le Programme vise à offrir un appui financier aux clients du Distributeur afin de convertir à l'électricité leurs équipements fonctionnant à partir d'un combustible fossile admissible.

Le déploiement du Programme a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2017 avec une durée initiale de 2 ans se terminant le 31 mars 2019, pour un objectif de ventes annuelles récurrentes de 340 GWh à partir de 2018. Selon le Distributeur, cette période de rodage lui permettrait de s'assurer de l'attractivité de l'offre du Programme de même que sa rentabilité et de son impact sur les besoins en puissance<sup>1</sup>.

Le Distributeur a fourni une analyse économique visant à démontrer que le Programme est rentable et qu'il contribuerait à contenir la pression à la hausse sur les tarifs.

La Régie a résumé ainsi le cadre d'examen du dossier<sup>2</sup> :

*« [20] La Régie reconnaît qu'il est pertinent d'étudier les divers coûts du Programme, les revenus qu'il peut générer sur différentes périodes de temps, l'équité entre les différentes clientèles ainsi que les différentes modalités d'application, afin d'assurer le succès du Programme que le Distributeur souhaite mettre en place. »*

Le présent mémoire s'inscrit dans ce cadre et résume les analyses faites par la FCEI visant à vérifier que la rentabilité du Programme est acceptable pour les clients qu'elle représente.

En date du 18 mai 2017, la Régie jugeait que la preuve alors déposée par le Distributeur était insuffisante pour permettre l'examen du dossier<sup>3</sup>. Même avec le complément de preuve et les réponses aux demandes de renseignements déposés depuis, la FCEI est d'avis que la preuve est encore incomplète ou à tout le moins nébuleuse sur certains aspects.

En particulier, les préoccupations de la FCEI sur certaines hypothèses et résultats de l'analyse économique présentée par le Distributeur seront énoncées dans ce mémoire, soit :

- La représentativité des cas types
- Les revenus
- Les coûts
- L'horizon de l'analyse

---

<sup>1</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 8.

<sup>2</sup> A-0013, décision D-2017-058, page 6, paragraphe 20.

<sup>3</sup> A-0011, Notes sténographiques du 18 mai 2017, page 8.

La FCEI formule aussi certaines recommandations qui sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, la FCEI se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

## 2. Analyse économique

Le Distributeur a fourni des tableaux résumant les analyses économique et financière qu'il a effectuées pour démontrer la rentabilité du Programme<sup>4</sup>.

Contrairement à ce que le Distributeur avait fait notamment dans un dossier d'investissements<sup>5</sup>, il n'a pas accepté, dans le présent dossier, de fournir un chiffré détaillé des analyses économique et financière<sup>6</sup> qui aurait pourtant permis aux intervenants de mieux comprendre les hypothèses à la base de ces analyses et de faire d'autres analyses en faisant varier certaines des hypothèses.

À partir de l'information fournie par le Distributeur, la FCEI demeure préoccupée par certaines hypothèses concernant la représentativité des cas types, les revenus, les coûts et l'horizon d'analyse, tel qu'elle l'exprimera dans les sections qui suivent.

### 2.1. Représentativité des cas types

Le Distributeur a utilisé quatre cas types pour calibrer l'appui financier qu'il offre aux clients tout en assurant une rentabilité suffisante pour le Distributeur. Ces cas types sont la base de l'analyse économique du Programme en termes de revenus et de coûts et, de l'avis de la FCEI, leur représentativité est primordiale. Le tableau 1 fourni par le Distributeur résume ces cas types<sup>7</sup>.

**TABLEAU 1 :**  
**CAS TYPES UTILISÉS POUR CALIBRER L'APPUI FINANCIER**

Vocation	Cons. de mazout (litres/an)	kWh éq./an	Économies annuelles <sup>1</sup>	Invest. moyen <sup>2</sup>	Appui financier <sup>3</sup>	PRI (ans)	Appui effectif ¢/kWh
École primaire	34 378	259 660	3 890 \$	65 000 \$	38 949 \$	6,7	15
Édifice à bureaux (4 000 m <sup>2</sup> )	41 477	313 278	4 930 \$	65 000 \$	46 992 \$	3,7	15
Édifice à bureaux (9 400 m <sup>2</sup> )	82 956	626 563	11 055 \$	97 500 \$	73 125 \$	2,2	12
Bâtiment industriel	105 066	793 560	12 230 \$	97 500 \$	73 125 \$	2,0	9

<sup>1</sup> Basé sur un prix du mazout de 75 ¢/litre et sur les tarifs d'électricité applicables.

<sup>2</sup> Coût d'investissement moyen (dépenses admissibles), basé sur la puissance des équipements. Ce coût peut varier d'un projet à l'autre.

<sup>3</sup> Établi selon le moindre entre 15 ¢/kWh de consommation électrique admissible et 75 % des dépenses admissibles.

Les cas types représentent des clients assujettis au tarif M qui sont, selon le Distributeur, représentatifs de la majorité des clients susceptibles de participer au Programme<sup>8</sup>. Le Distributeur indique aussi des pondérations de 35 %, 35 %, 15 % et 15 % pour chacun des quatre cas types du

<sup>4</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 16, tableau 6 et page 17, tableau 7; B-0018, HQD-1, document 2, page 17, tableaux 4 et 5 et page 18, tableau 6.

<sup>5</sup> R-3770-2011, pièces B-0007, B-0017, B-0025, B-0030 et B-0127.

<sup>6</sup> B-0031, HQD-2, document 4 révisé, pages 26 et 27, réponse 7.1; B-0032, page 2.

<sup>7</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 10, tableau 1.

<sup>8</sup> B-0018, HQD-1, document 2, page 7, lignes 28 à 30; B-0031, HQD-2, document 4 révisé, pages 15 et 16, réponse 3.1.

tableau 1 dans l'ordre<sup>9</sup>. En utilisant ces pondérations, on peut évaluer à 413 547 kWh équivalents par année la moyenne pondérée des cas types du tableau 1

Le Distributeur fournit aussi une démonstration de la rentabilité du Programme pour un client industriel au tarif L<sup>10</sup>.

En date du 6 juillet 2017, le Distributeur indique qu'il a reçu 64 lettres d'intention de clients de participer au Programme pour un volume total de consommation d'environ 15 GWh-équivalents<sup>11</sup>, ce qui constitue une moyenne d'environ 234 400 kWh par client. La FCEI constate que cette valeur est inférieure aux valeurs de tous les cas types du tableau 1 et est significativement inférieure à la moyenne pondérée de 413 547 kWh calculée plus haut.

**La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de réviser les cas types du Programme afin que ceux-ci soient plus représentatifs de la clientèle visée.**

En termes de rentabilité du Programme, la FCEI est d'avis que celle-ci devrait être démontrée pour chaque type de clientèle prise séparément. La FCEI considère que le Programme ne doit pas être rentable seulement globalement mais aussi pour chaque type de clientèle auquel il s'adresse. La Régie semble d'ailleurs partager cette préoccupation<sup>12</sup>.

Or, le Distributeur indique que l'analyse économique n'a pas été effectuée pour les clients des réseaux municipaux ni pour les clients avec contrats spéciaux et que le Distributeur s'assurera d'y d'inclure les dispositions requises aux ententes afin de garantir la rentabilité du Programme pour le Distributeur<sup>13</sup>.

**La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur une démonstration de la rentabilité pour le Distributeur pour tous les types de clientèle qui voudront participer au Programme et pour tous les cas types considérés. Dans le cas où le Distributeur devrait modifier les caractéristiques du Programme pour certains types de clientèle, la FCEI soumet que de telles modifications devraient être approuvées par la Régie.**

## 2.2. Revenus

L'analyse économique déposée par le Distributeur prévoit des revenus actualisés de 260,1 M\$ sur la période de 11 ans de 2017 à 2027<sup>14</sup>.

Cette prévision est basée sur diverses d'hypothèses portant, d'une part, sur les quantités additionnelles de consommation d'électricité apportées par le Programme et, d'autre part, sur l'évolution prévue des tarifs, en lien avec les cas types retenus par le Distributeur.

<sup>9</sup> B-0022, HQD-2, document 1, page 11, tableau R-3.1.1-C.

<sup>10</sup> B-0023, HQD-2, document 2, pages 3 et 4, réponse 1.1.

<sup>11</sup> B-0031, HQD-2, document 4 révisé, pages 5 et 18.

<sup>12</sup> A-0011, Notes sténographiques du 18 mai 2017, pages 42 et 43.

<sup>13</sup> B-0022, HQD-2, document 1, pages 5 à 7.

<sup>14</sup> B-0018, HQD-1, document 2, page 17, tableau 4.

### 2.2.1. Quantités additionnelles de consommation d'électricité

#### *Gestion de la consommation et OMA*

Le Programme exige des participants une obligation minimale annuelle (« OMA ») correspondant à 75 % de la consommation d'électricité admissible (« CÉA »)<sup>15</sup>.

La FCEI comprend que la prévision d'énergie additionnelle ayant servi à l'analyse économique est basée sur 100 % de la CÉA pour l'ensemble des clients. De plus, le Programme prévoit des modalités spécifiques pour le calcul de la CÉA des clients qui conservent leurs équipements au mazout afin de gérer leur consommation de puissance. Le Distributeur prévoit que ces clients consommeront 90 % de ce qu'ils consommeraient s'ils ne conservaient pas ces équipements<sup>16</sup>. Selon la FCEI, il est probable que les clients consommeront en moyenne moins de 100 % de leur CÉA. Elle considère que le fait de fixer l'OMA à 75 % de la CÉA pourrait permettre à certains clients de viser cette quantité en gérant leur consommation en conséquence. Par exemple, certains clients pourraient indiquer ne pas vouloir gérer leur consommation de puissance, mais le faire en pratique. Cela réduirait leur coût de puissance et potentiellement leur facture d'électricité tout en leur permettant de respecter leur OMA.

**Par conséquent, la FCEI estime que l'hypothèse d'une consommation égale à 100 % de la CÉA est trop optimiste.**

#### *Impact de l'écrêtement*

De plus, le Distributeur fait l'hypothèse que le quart des clients procéderaient à un écrêtement de la pointe ce qui réduirait légèrement leur consommation d'énergie<sup>17</sup>.

Étant donné le refus du Distributeur de produire l'information à ce niveau, la FCEI n'est pas en mesure de déterminer à ce stade-ci l'impact de cette légère baisse de consommation sur les revenus de puissance générés ni d'en juger la raisonnable. Cependant, le Distributeur indique que des revenus de puissance additionnels sont effectivement générés par les clients avec écrêtement de leur consommation en pointe<sup>18</sup>. Cette hypothèse paraît incohérente avec le fait que le Distributeur ne tient compte d'aucun coût d'approvisionnement en puissance pour ces clients<sup>19</sup>. En effet, il apparaît étonnant de penser que ces clients à profil chauffage feraient l'effort de consommer moins de puissance à la pointe coïncidente que leur maximum du reste de l'hiver ou de la période de facturation. Un client avisé qui optimise sa facture ne devrait en principe pas avoir ce comportement. Considérant que le programme vise des clients chauffage, il n'y a pas de raison de penser que leur pointe devrait systématiquement être non coïncidente et que leur consommation à la pointe coïncidente devrait être égale ou inférieure à leur pointe pré-conversion. Selon la FCEI, si les clients avec écrêtement ne génèrent pas de coûts additionnels en puissance, ils ne devraient pas non plus générer de revenus additionnels. En effet, si ces clients restreignent leur consommation au

---

<sup>15</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 11 et annexe A, page 14; B-0022, HQD-2, document 1, pages 26 et 27, réponse 10.3.

<sup>16</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, annexe A, page 10.

<sup>17</sup> B-0031, HQD-2, document 4, page 20, tableau R-4.2.

<sup>18</sup> B-0032, page 1.

<sup>19</sup> B-0032, page 2.

niveau pré-conversion au moment de la pointe coïncidente, on peut être en droit de s'attendre à ce qu'ils fassent de même pour l'ensemble des autres heures de l'hiver.

Il est à noter que de la même manière, la FCEI n'a pas été en mesure de vérifier pour l'instant si le Distributeur avait utilisé la même puissance additionnelle pour le calcul des revenus des clients sans écrêtement que pour le calcul de leurs coûts d'approvisionnement.

#### *Optimisation hors pointe*

La Distributeur fait l'hypothèse que 100 % des besoins de chauffe avant la conversion sont couverts par le mazout<sup>20</sup>, ce qui suppose une absence totale d'optimisation hors pointe de la consommation d'électricité avant la conversion. *A priori*, cette hypothèse paraît peu crédible considérant le niveau de sophistication que le Distributeur attribue à ces clients leur permettant de consommer à la fois de l'électricité et du combustible aux fins d'alimentation de leur charge de chauffage<sup>21</sup>. La FCEI estime que cette hypothèse peut avoir un impact significatif sur l'analyse de rentabilité et devrait au minimum être validée.

#### *Opportunisme*

Selon la compréhension de la FCEI, l'analyse du Distributeur fait l'hypothèse qu'aucun des clients ne se serait converti en l'absence du Programme. Or, comme n'importe quel programme, il est quasi-inévitable que des clients qui auraient, de toute façon, converti leur système au TAÉ obtiennent des aides financières. En principe, de tels clients contribuent aux coûts d'un programme mais n'engendrent pas de bénéfices ou de revenus additionnels en contrepartie.

La FCEI estime qu'il y a tout lieu de croire que plusieurs participants au Programme seront des opportunistes. En effet, le Distributeur indique que<sup>22</sup> :

*« La forte présence des clients institutionnels est notamment attribuable aux efforts que ceux-ci doivent déployer afin de réduire leur empreinte environnementale. Le Distributeur rappelle notamment que le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques du gouvernement du Québec fixe une cible de réduction importante des GES et les acteurs du secteur institutionnel doivent contribuer à l'atteinte des cibles gouvernementales. »*

**En conclusion de cette section, la FCEI recommande à la Régie d'imposer au Distributeur de justifier le taux de 100 % de la CÉA qu'il utilise dans son analyse économique en considérant les cas soulevés par la FCEI dans cette section, ou de fixer un taux moindre, si nécessaire. La FCEI recommande que le Distributeur fournisse une analyse de sensibilité avec des taux de ventes additionnelles de 75 % et de 85 % de la CÉA.**

À titre de comparaison, on peut rappeler que, dans le dossier R-3453-2000 pour un programme commercial, le Distributeur avait supposé dans son étude de rentabilité que « (...) par mesure de

---

<sup>20</sup> B-0018, HQD-1, document 2, page 15, lignes 11 à 13.

<sup>21</sup> B-0031, HQD-2, document 4, page 22, réponse 4.8.

<sup>22</sup> B-0031, HQD-2, document 4, pages 5 et 6, réponse 1.4.



*conservatisme, seulement 85 % des ventes sont créditées au programme et, par conséquent, le calcul des revenus est effectué sur 255 GWh de ventes additionnelles. »<sup>23</sup>.*

La FCEI craint qu'une hypothèse semblable puisse avoir pour effet à elle seule de compromettre la rentabilité du Programme.

### **2.2.2. Évolution des tarifs (inflation)**

Les analyses économique et financière du Programme sont basées sur un taux d'inflation de 2,0 % pour tous les paramètres de revenus et de coûts<sup>24</sup>. En particulier, les revenus additionnels ont été déterminés en indexant les prix du tarif M à ce taux d'inflation de 2,0 %<sup>25</sup>.

La FCEI est d'avis que le taux d'inflation peut être différent dépendant des variables. En particulier, la FCEI estime que l'hypothèse d'un taux d'inflation de 2,0 % pour les tarifs est excessive dans le contexte actuel et prévu. En effet, il est important de rappeler que les tarifs du Distributeur seront bientôt régis par un mécanisme de réglementation incitative (« MRI ») et ainsi leur augmentation annuelle sera soumise à une formule d'indexation de type « inflation – productivité + croissance des activités » (ou  $I - X + G$ )<sup>26</sup>. Le facteur d'inflation I reflétera une combinaison de la croissance moyenne historique des salaires calculée à partir de l'Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail, pour le Québec, de Statistique Canada et de l'IPC Québec historique tel que mesuré par Statistique Canada<sup>27</sup>.

Or, l'IPC Québec n'a augmenté que de 0,7 % en 2016, de 1,0 % en 2015, de 1,4 % en 2014 et de 0,7 % en 2013<sup>28</sup>, pour une moyenne de moins de 1,0 % sur la période. De plus, un facteur X viendra limiter davantage la croissance du revenu requis et créer un écart entre l'inflation des revenus et celle des coûts.

La FCEI note que la Régie a exigé du Distributeur pour l'année témoin 2017 une cible minimale d'efficacité de 1,5 %<sup>29</sup> tout comme elle l'avait fait depuis quelques années. Par conséquent, la FCEI recommande d'utiliser pour les fins de l'analyse économique du Programme une inflation des revenus égale à 1,5 % de moins que l'inflation des coûts, soit 0,5 % sur la base d'une inflation des coûts de 2,0 %.

À titre de comparaison, on peut rappeler que, dans le dossier R-3453-2000 pour un programme commercial avec des ventes additionnelles de l'ordre de 255 GWh, le Distributeur avait supposé que les tarifs étaient maintenus sans augmentation pour toute la période d'analyse, soit une inflation des tarifs de 0 %<sup>30</sup>.

**La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur d'utiliser un taux d'inflation de 0,5 % pour la portion des revenus de l'analyse économique et de 2,0 % pour les autres paramètres.**

<sup>23</sup> Décision D-2001-65, dossier R-3453-2000, pages 6 et 7.

<sup>24</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 15, tableau 5; B-0031, HQD-2, document 4, page 21, réponse 4.6.

<sup>25</sup> B-0022, HQD-2, document 1, page 12, réponse 3.3.

<sup>26</sup> Décision D-2017-043, dossier R-3897-2014 Phase 1, page 30.

<sup>27</sup> Décision D-2017-043, dossier R-3897-2014 Phase 1, pages 30 à 37.

<sup>28</sup> <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l02/cst01/econ150a-fra.htm>.

<sup>29</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 111, paragraphe 405.

<sup>30</sup> Décision D-2001-65, dossier R-3453-2000, pages 6 et 7.

## 2.3. Coûts

### 2.3.1. Coûts d'approvisionnement

L'analyse économique déposée par le Distributeur prévoit des coûts d'approvisionnement actualisés de 194,6 M\$ sur la période de 11 ans de 2017 à 2027<sup>31</sup>. Certains détails de ces calculs ont été fournis par le Distributeur en réponse à une demande de la Régie<sup>32</sup> et sont basés sur les coûts évités du Distributeur en énergie et en puissance.

Le Distributeur pose l'hypothèse que le tiers des participants au Programme n'auront pas recours à leurs équipements de chauffage durant la pointe en participant au programme GDP Affaires et, ainsi, le Distributeur évalue un impact en puissance de 110 MW<sup>33</sup>. On peut déduire que sans une participation au programme GDP Affaires, l'impact en puissance serait de 165 MW (110 / deux tiers).

Le Distributeur indique que les analyses financière et économique ne tiennent pas compte d'une éventuelle participation des clients au programme GDP Affaires<sup>34</sup>. Pour la FCEI, il n'est pas clair avec les réponses données à date à ses demandes de renseignements si les analyses du Distributeur tiennent compte d'une puissance à la pointe de 165 MW ou de 110 MW. Dans ce dernier cas, la FCEI soumet qu'une quantité de 55 MW de GDP devrait être imputée au Programme (165 – 110). Avec un coût unitaire de 70 \$/kW-an<sup>35</sup>, cette quantité représenterait un coût annuel de 3,9 M\$.

**La FCEI recommande à la Régie de clarifier auprès du Distributeur si l'analyse économique du Programme prévoit un impact en puissance de 165 MW ou de 110 MW et d'inclure si requis les coûts du programme GDP Affaires engendrés par le Programme.**

Globalement, le Distributeur indique que l'impact en puissance de l'ordre de 110 MW sur ses besoins repose sur l'hypothèse qu'environ la moitié des clients participeront au programme GDP Affaires ou effectueront un écrêtement de leur appel de puissance aux fins d'optimisation de leur facture d'électricité<sup>36</sup>. **La FCEI considère qu'il est important de bien évaluer cet impact lors de la période de rodage puisque celui-ci peut avoir un effet important sur les prochaines versions d'un tel programme commercial.**

### 2.3.2. Coûts de distribution et de transport

Le Distributeur estime que la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable et que les projets retenus n'exerceront pas de pression à la hausse sur les tarifs du Transporteur ou du Distributeur à cause d'investissements requis sur les réseaux<sup>37</sup>. Conséquemment, le Distributeur n'a pas considéré de coûts de distribution et de transport dans la justification économique du Programme. Pour ce qui est des coûts de transport, au tarif actuel de 76,13 \$/kW/an, la Régie évalue le coût de transport à 8,4 M\$/an pour l'impact en

<sup>31</sup> B-0018, HQD-1, document 2, page 17, tableau 4.

<sup>32</sup> B-0022, HQD-2, document 1, pages 7 à 13.

<sup>33</sup> R-3986-2016, B-0063, HQD-3, document 1.1, pages 5 et 6, réponse 2.2; B-0022, HQD-2, document 1, page 16, réponse 5.1.

<sup>34</sup> B-0022, HQD-2, document 1, page 16, réponse 5.2.

<sup>35</sup> <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 10.

<sup>36</sup> B-0027, HQD-2, document 6, page 12, réponse 7.1.

<sup>37</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 20.

puissance de 110 MW du Programme<sup>38</sup>. La FCEI considère que ces coûts ont un impact significatif sur l'analyse économique du Programme.

À l'instar de la Régie et des intervenants<sup>39</sup>, la FCEI s'interroge sur cette hypothèse retenue par le Distributeur, particulièrement pour un ajout de puissance à la pointe de plus de 100 MW qui pourrait avoir notamment un effet sur le devancement de projets d'investissements de distribution et de transport. Par exemple, au cours de sa dernière cause tarifaire, le Transporteur a émis ses préoccupations sur la sollicitation importante de son réseau et le peu de marge de manœuvre permise par la limite sud actuelle<sup>40</sup>.

Dans le passé, le Distributeur a intégré les coûts de distribution et de transport dans les analyses économiques portant sur des projets affectant la demande d'électricité<sup>41</sup>, notamment :

- Dans le dossier R-3453-2000 concernant l'approbation pour la reconduction d'un programme commercial, le Distributeur a supposé que les coûts de transport étaient nuls pour les quatre premières années (2001-2004) mais pour la période suivante (2005-2008), celui-ci a tenu compte des coûts de transport<sup>42</sup>. La Régie avait alors indiqué<sup>43</sup> :  
*« Toutefois, la Régie croit que les coûts de devancement, tant pour le transport que pour la fourniture, auraient pu être traités plus à fond dans la présente cause et demande à Hydro-Québec de mieux documenter cet aspect des coûts lorsqu'elle présentera d'autres programmes commerciaux. »*
- Dans le dossier R-3584-2005, le Distributeur a présenté la méthode utilisée pour inclure les coûts de distribution et de transport dans des analyses portant sur des modifications à la charge locale<sup>44</sup>. Le Distributeur n'applique toutefois pas cette méthode au présent dossier.
- Dans le dossier R-3905-2014, le Distributeur a tenu compte des coûts évités de distribution et de transport dans l'analyse de rentabilité du tarif DT<sup>45</sup>.

**La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur d'inclure, dans l'analyse économique du Programme, les coûts de distribution et de transport qu'il engendre.**

#### **2.4. Horizon de l'analyse économique**

Le Distributeur a choisi de justifier le Programme en présentant une analyse économique couvrant un horizon de 11 ans sur la période 2017-2027<sup>46</sup>

Par ailleurs, le Distributeur indique que la durée de vie physique moyenne anticipée des équipements qui seront installés avec le Programme peuvent avoir une durée de vie de plus de 20 ans, requérant, passé cette période, un entretien majeur<sup>47</sup>. De plus, le Distributeur juge qu'il est

---

<sup>38</sup> B-0022, HQD-2, document 1, pages 13 à 15.

<sup>39</sup> A-0011, Notes sténographiques du 18 mai 2017, pages 59, 60, 72 à 76 et 112.

<sup>40</sup> Voir notamment R-3981-2016, A-0027, pages 240 et 241; A-0032, pages 30 à 34

<sup>41</sup> B-0023, HQD-2, document 2, page 13, réponse 7.1.

<sup>42</sup> Décision D-2001-65, dossier R-3453-2000, pages 7 et 8.

<sup>43</sup> Décision D-2001-65, dossier R-3453-2000, page 15.

<sup>44</sup> R-3584-2005, présentation du 12 mai 2006 en suivi de la décision D-2006-56, pages 16 et suivantes.

<sup>45</sup> B-0029, HQD-2, document 8, page 9, réponse 4.3.

<sup>46</sup> B-0018, HQD-1, document 2, page 17, tableau 4.

<sup>47</sup> B-0013, HQD-1, document 1, pages 12 et 13; B-0022, HQD-2, document 1, page 18, réponses 6.1 et 6.2.

improbable que la consommation des clients ayant adhéré au Programme subisse une réduction importante une fois écoulée la période d'engagement de cinq ans<sup>48</sup>.

Le Distributeur justifie ainsi son choix d'un horizon de 10 ans pour son analyse économique<sup>49</sup> :

*« La période d'analyse a été choisie en tenant compte à la fois de la durée de vie physique des équipements et des considérations commerciales du Programme. Cette période est suffisamment longue pour couvrir les deux premières années où l'appui financier sera versé ainsi que les cinq années subséquentes qui équivalent à la durée minimale de participation des clients, comme prévu dans les modalités du Programme. Le Distributeur considère qu'un horizon d'analyse supérieur à dix ans présente peu de valeur compte tenu des incertitudes quant aux différents paramètres d'analyse. Le Distributeur rappelle également qu'à chaque mise à jour du Programme, il procédera toujours à l'analyse sur une période de dix ans, ce qui permet de capter l'évolution du contexte. »* (Nous soulignons)

Tout d'abord, la FCEI constate que la durée de physique des équipements n'est pas de 10 ans mais plutôt de l'ordre de 20 ans comme exposé plus haut. Ensuite, la FCEI n'est pas en accord avec la réduction d'un horizon d'analyse sous prétexte des incertitudes quant aux différents paramètres d'analyse et en particulier, ceux sur l'équilibre énergétique<sup>50</sup>. Au contraire, la FCEI est d'avis que, si des incertitudes importantes peuvent affecter les paramètres importants (p. ex. les coûts évités), il est d'autant plus important de considérer un horizon d'analyse suffisamment long en utilisant un éventail significatif des scénarios probables et procéder à des analyses de sensibilité sur de tels paramètres comme le Distributeur l'a d'ailleurs fait dans le passé<sup>51</sup>.

Dans un tel contexte, on peut retrouver des exemples passés où le Distributeur a procédé à des analyses économiques sur un horizon de 18 ans dans le cas des conventions d'énergie différée<sup>52</sup> et de 20 ans dans le cas du déploiement de l'infrastructure de mesurage avancé<sup>53</sup>. Les coûts évités du Distributeur ont même déjà été utilisés sur un horizon de 57 ans pour la justification d'un projet d'investissement en transport de plus d'un milliard de dollars<sup>54</sup>.

**Pour les raisons énoncées dans la présente section, la FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de revoir l'analyse économique du Programme et les analyses de sensibilité en les prolongeant sur un horizon de 20 ans.**

---

<sup>48</sup> B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 12, lignes 6 à 9 et page 18, lignes 13 à 22; B-0022, HQD-2, document 1, pages 4 et 5, réponse 1.2.

<sup>49</sup> B-0018, HQD-1, document 2, page 14, lignes 7 à 15.

<sup>50</sup> B-0022, HQD-2, document 1, page 18, réponse 6.2.

<sup>51</sup> Voir notamment D-2001-65, dossier R-3453-2000, page 8.

<sup>52</sup> R-3726-2010, HQD-1, document 1, pages 23 et 24.

<sup>53</sup> R-3770-2011, B-0029, HQD-3, document 2, annexe A.

<sup>54</sup> R-3887-2014, B-0007, HQT-1, document 1, annexe 4, pages 3 à 5.

### 3. Sommaire des recommandations

La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de refaire ses analyses économique et financière du Programme en :

- révisant les cas types du Programme afin que ceux-ci soient plus représentatifs de la clientèle visée;
- considérant des revenus et des coûts basés sur un pourcentage de la CÉA inférieur à 100 % à justifier par le Distributeur en tenant compte des facteurs mentionnés à la section 2.2.1;
- fournissant une analyse de sensibilité avec des taux de ventes additionnelles de 75 % et de 85 % de la CÉA;
- utilisant un taux d'inflation de 0,5 % pour la portion des revenus de l'analyse économique et de 2,0 % pour les autres paramètres;
- incluant si requis les coûts additionnels du programme GDP Affaires engendrés par le Programme;
- incluant les coûts de distribution et de transport que le Programme engendre;
- utilisant un horizon de 20 ans;
- revoyant les analyses de sensibilité sur un horizon de 20 ans.

La FCEI recommande qu'après avoir refait ses analyses avec les hypothèses révisées, le Distributeur révise au besoin les paramètres d'appui financier du Programme.

De plus, la FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur une démonstration de la rentabilité pour le Distributeur pour tous les types de clientèle qui voudront participer au Programme et pour tous les cas types considérés. Dans le cas où le Distributeur devrait modifier les caractéristiques du Programme pour certains types de clientèle, la FCEI soumet que de telles modifications devraient être approuvées par la Régie.