

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2019-088

R-4043-2018

30 juillet 2019

---

**PRÉSENTS :**

Louise Rozon

Marc Turgeon

Nicolas Roy

Régisseurs

---

**Transition énergétique Québec**

Demanderesse

et

**Mises en cause et intervenants dont les noms apparaissent  
ci-après**

---

**Décision relative à l'approbation des programmes et des  
mesures du Plan directeur en transition, innovation et  
efficacité énergétique du Québec 2018-2023 sous la  
responsabilité des distributeurs d'énergie ainsi que sur  
l'apport financier nécessaire à leur réalisation**

*Demande relative au Plan directeur en transition,  
innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023*



**Demanderesse :**

**Transition énergétique Québec**  
représentée par M<sup>e</sup> Chripounoff.

**Mises en cause :**

**Énergir, s.e.c.**  
représentée par M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse;  
**Gazifère Inc.**  
représentée par M<sup>e</sup> Adina Georgescu;  
**Hydro-Québec**  
représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel.

**Intervenants :**

**Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)**  
représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;  
**Association des consommateurs industriels de gaz, Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (ACIG-AQCIE-CIFQ)**  
représenté par M<sup>e</sup> Guy Sarault;  
**Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)**  
représenté par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;  
**Association québécoise du propane et Association canadienne du propane (AQP-ACP)**  
représenté par M<sup>e</sup> Michael Dezainde;  
**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI),**  
représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;  
**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)**  
représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet et M<sup>e</sup> Prunelle Thibault-Bédard;  
**Option consommateurs (OC)**  
représentée par M<sup>e</sup> Éric McDevitt David;

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Prunelle Thibault-Bédard;**

**Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**Union des producteurs agricoles (UPA)**

**représentée par M<sup>e</sup> Marie-Andrée Hotte.**

## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION .....	7
2.	CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE .....	9
3.	CADRE JURIDIQUE .....	9
4.	PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ D'ÉNERGIR .....	12
4.1	Demande de TEQ.....	12
4.2	Position d'Énergir.....	13
4.3	Position des intervenants .....	28
4.4	Opinion de la Régie.....	32
5.	PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ DE GAZIFÈRE ..	43
5.1	Demande de TEQ.....	43
5.2	Position de Gazifère .....	44
5.3	Position des intervenants .....	50
5.4	Opinion de la Régie.....	51
6.	PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ D'HQD .....	53
6.1	Demande de TEQ.....	53
6.2	Proposition d'HQD .....	55
6.3	Position des intervenants .....	60
6.4	Opinion de la Régie.....	64
7.	IMPACTS DES MODIFICATIONS LÉGISLATIVES.....	78
7.1	Position des mises en cause.....	79
7.2	Position des intervenants .....	86
7.3	Opinion de la Régie.....	93
8.	PROCESSUS DE SUIVI ET ÉVALUATION DES PROGRAMMES ET DES MESURES .....	102
8.1	Position des distributeurs .....	102
8.2	Position de TEQ .....	108
8.3	Position des intervenants .....	108
8.4	Opinion de la Régie.....	109
9.	MESURES DE FLEXIBILITÉ .....	122
9.1	Position des distributeurs .....	122

9.2	Position des intervenants .....	125
9.3	Opinion de la Régie.....	128
10.	TESTS ÉCONOMIQUES ET PRISE EN COMPTE DES BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES .....	133
	DISPOSITIF .....	140
	ANNEXE 1.....	142

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 12 juin 2018, Transition énergétique Québec (TEQ) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 85.41 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et conformément à l'article 13 de la *Loi sur Transition énergétique Québec*<sup>2</sup> (LTEQ), le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 (le Plan directeur) et lui demande :

- d'approuver les programmes et les mesures sous la responsabilité des distributeurs d'énergie ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation;
- de donner son avis sur la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles définies par le gouvernement en matière énergétique pour la période 2018-2023<sup>3</sup>.

[2] Le 19 juin 2018, dans sa décision D-2018-074<sup>4</sup>, la Régie retient un traitement par voie de consultation dans le cadre de l'avis qu'elle doit rendre quant à la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles définies par le gouvernement du Québec (le Gouvernement) en matière énergétique (aspect 1) et juge que l'approbation des programmes et des mesures sous la responsabilité d'Énergir s.e.n.c. (Énergir), de Gazifère Inc. (Gazifère) et d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD) (les Distributeurs) ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation (aspect 2) requièrent un traitement par voie d'audience publique.

[3] Le 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) 2018-2019 d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 Phase 2, considérant l'examen concomitant des mêmes programmes et mesures dans le cadre du présent dossier<sup>5</sup>.

[4] Le 25 juillet 2018, par sa décision D-2018-095, la Régie fixe le cadre d'examen de l'aspect 1 du dossier et annonce qu'elle établira le calendrier d'examen de l'aspect 2 après le dépôt d'un complément de preuve relatif aux programmes et aux mesures des Distributeurs.

---

<sup>1</sup> [RLRO, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> [RLRO, c. T-11.02.](#)

<sup>3</sup> Pièce [B-0050.](#)

<sup>4</sup> Décision [D-2018-074](#), p. 5.

<sup>5</sup> Dossier R-4018-2017 Phase 2, pièce [A-0028.](#)

[5] Le 17 septembre 2018, par sa décision D-2018-129<sup>6</sup>, la Régie limite, dans le cadre du dossier R-4057-2018, l'examen des interventions en efficacité énergétique (IEÉ) d'HQD aux modifications significatives entre le budget approuvé pour 2018 et celui demandé pour l'année témoin 2019<sup>7</sup>.

[6] Le 11 octobre 2018, par sa décision D-2018-143 rendue dans le cadre de la phase 3 du dossier R-4032-2018, la Régie suspend l'examen du PGEÉ 2019 de Gazifère, considérant que cet examen aura lieu dans le présent dossier<sup>8</sup>.

[7] Le 1<sup>er</sup> novembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-157<sup>9</sup> par laquelle elle fixe le calendrier de traitement des aspects 1 et 2 du présent dossier et ordonne aux Distributeurs de déposer certaines informations additionnelles.

[8] Le 23 novembre 2018, la Régie rend sa décision procédurale D-2018-170<sup>10</sup> portant sur les budgets de participation et le cadre d'examen relatif à l'aspect 2. Dans cette décision, la Régie indique, notamment, qu'elle permet aux intervenants de déposer, au plus tard le 30 novembre 2018, des commentaires en ce qui a trait au traitement des programmes et des mesures sous la responsabilité d'HQD qui ne se retrouvent pas le complément de preuve de cette dernière. Elle permet à TEQ et à HQD de déposer une réplique au plus tard le 5 décembre 2018.

[9] Le 22 janvier 2019, par sa décision D-2019-008, la Régie accueille certaines contestations aux réponses fournies par HQD et Énergir aux demandes de renseignements (DDR) et leur demande de déposer les réponses complémentaires le 5 février 2019. La Régie réserve sa décision sur certaines contestations<sup>11</sup>.

[10] Le 28 février 2019, la Régie rend sa décision D-2019-025<sup>12</sup> portant sur le traitement des programmes et des mesures sous la responsabilité d'HQD qui ne se retrouvent pas dans les compléments de preuve<sup>13</sup> de cette dernière.

---

<sup>6</sup> Décision [D-2018-095](#), p. 18 à 19.

<sup>7</sup> Décision [D-2018-129](#), p. 7 et 8.

<sup>8</sup> Décision [D-2018-143](#), p. 8 et 9.

<sup>9</sup> Décision [D-2018-157](#), p. 9 à 11.

<sup>10</sup> Décision [D-2018-170](#), p. 18.

<sup>11</sup> Décision [D-2019-008](#), p. 8 à 12.

<sup>12</sup> Décision [D-2019-025](#).

<sup>13</sup> Pièces [B-0068](#) et [B-0104](#).

[11] Du 21 mars au 5 avril 2019, la Régie tient 10 journées d'audience, portant notamment sur l'aspect 2 du présent dossier.

[12] La présente décision porte sur l'approbation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs et l'apport financier nécessaire à leur réalisation.

## 2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[13] La Régie approuve, avec certaines modifications, les programmes et les mesures sous la responsabilité des Distributeurs, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation. Tel que prévu à l'article 85.41 de la Loi, cet apport financier à l'horizon 2023, par forme d'énergie, correspond à 148,62 M\$ pour le gaz naturel (145, 67 M\$ pour Énergir et 2,95 M\$ pour Gazifère) et 380 M\$ pour l'électricité (HQD).

## 3. CADRE JURIDIQUE

[14] La Régie constate le changement de paradigme associé au nouvel encadrement législatif et réglementaire de la transition énergétique, en particulier l'entrée en vigueur en 2016 de la LTEQ et des articles 85.41 à 85.43 de la Loi. L'objectif ultime visé par ce nouvel encadrement est de faciliter l'atteinte des cibles déterminées par le Gouvernement dans sa Politique énergétique 2030 intitulée *L'Énergie des Québécois, source de croissance*<sup>14</sup> (la Politique énergétique 2030).

[15] À ce sujet, la Régie note certains éléments du rapport de la Table des parties prenantes :

*« [...] il revient à la Régie d'approuver les plans globaux en efficacité énergétique des distributeurs selon des critères définis par celle-ci. L'ensemble des distributeurs d'énergie que la Table a rencontrés ont indiqué que le cadre réglementaire actuel est le principal frein qui limite leur capacité à contribuer*

---

<sup>14</sup> Pièce [B-0007](#).

*davantage à la transition énergétique. [...]*

*La Table invite ainsi la Régie de l'énergie à examiner ses processus d'approbation des plans, programmes et mesures de transition énergétique, dans le but de faciliter l'atteinte de cibles ambitieuses. La Table lui recommande d'adopter une approche axée davantage sur la performance, qui accorde plus de souplesse aux distributeurs et à TEQ en ce qui concerne le choix de mesures et de programmes, en échange d'un cadre de reddition de comptes harmonisé et exigeant, axé sur l'atteinte des résultats »<sup>15</sup>.*

[nous soulignons]

[16] Le rapport de la Table des parties prenantes précise notamment que la mise en marché des programmes doit être flexible pour permettre aux agents livreurs de contribuer davantage à la transition énergétique. Selon la Table des parties prenantes, c'est ainsi que les gains énergétiques pourront être maximisés<sup>16</sup>.

[17] Lorsqu'elle exerce sa juridiction prévue à l'article 85.41 de la Loi, la Régie doit examiner les mesures et les programmes sous la responsabilité des Distributeurs ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, aux fins de leur approbation, sur un horizon de cinq ans. Tel que suggéré par la Table des parties prenantes, elle est d'avis qu'elle doit exercer cette juridiction dans le but de faciliter l'atteinte des cibles énoncées par le Gouvernement dans la Politique énergétique 2030 et précisées par décret pour la période 2018-2023.

[18] Quant au niveau d'analyse des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs, la Régie partage l'avis de certains participants qui ont plaidé en faveur d'une approbation spécifique à la suite d'une analyse détaillée<sup>17</sup>.

[19] La Régie est d'avis que le forum lui permettant de procéder à l'approbation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, est le présent dossier. D'ailleurs, l'article 85.41 de la Loi prévoit que la Régie a le pouvoir de les approuver avec ou sans modifications, ce qui implique la nécessité de procéder à leur examen de façon détaillée.

---

<sup>15</sup> Pièce [B-0010](#), p. 23 et 24.

<sup>16</sup> Pièce [B-0010](#), p. 29.

<sup>17</sup> Pièces [A-0039](#), p. 25 et 26 (Énergir), p. 59 (HQD), p. 125 et 126 (TEQ), et [A-0042](#), p. 16 (AQP-ACP), p. 24 et 25 (GRAME-RNCREQ).

[20] Certains intervenants ont plaidé, lors de l'audience, que la Régie devrait examiner, dans le cadre du présent dossier, l'impact tarifaire des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des Distributeurs afin d'assurer une cohérence avec l'exercice de sa juridiction en matière tarifaire. À cet égard, la Régie souligne que l'article 5 de la Loi, qui doit la guider dans l'exercice de ses fonctions prévoit ce qui suit :

*« 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 le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif ». [nous soulignons]*

[21] Considérant sa juridiction exclusive en matière tarifaire, la Régie doit notamment tenir compte de l'impact tarifaire potentiel de l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des Distributeurs.

[22] En conséquence de ce qui précède, la Régie procède, dans le cadre du présent dossier, à un examen détaillé des programmes et des mesures des Distributeurs, en tenant compte de l'impact tarifaire de l'apport financier nécessaire à leur réalisation.

[23] Par ailleurs, cet examen prend en considération le nouvel environnement législatif et réglementaire décrit précédemment. Ainsi, la Régie examine les programmes et les mesures des Distributeurs ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation dans l'optique de faciliter l'atteinte des cibles fixées par le Gouvernement.

[24] Ce nouveau contexte est le fondement des motifs pour lesquels la Régie accueille globalement les propositions ambitieuses présentées par les distributeurs de gaz naturel quant à leurs programmes et mesures en efficacité énergétique. En ce qui a trait à HQD, ses programmes et ses mesures en efficacité énergétique demeurent en ligne avec ceux mis en œuvre par le passé mais contribuent de façon significative à l'atteinte de la cible en efficacité énergétique fixée par le décret 537-2017. HQD, tel qu'elle l'a explicité lors de l'audience, jouera par surcroît un rôle de premier plan dans l'atteinte de la seconde cible visant la réduction de la consommation de produits pétroliers.

[25] Le nouveau contexte a également incité la Régie à répondre favorablement aux vœux exprimés par TEQ, la Table des parties prenantes dans son rapport, les distributeurs d'énergie ainsi que plusieurs intervenants dans le présent dossier, soit de simplifier et rendre

plus flexible la livraison des programmes et des mesures en efficacité énergétique. La Régie confère ainsi une marge de manœuvre accrue aux Distributeurs et favorise l'harmonisation entre eux de certaines pratiques règlementaires (voir section 9 de la présente décision).

[26] Finalement, la Régie note que les Distributeurs sont fort actifs en matière d'efficacité énergétique depuis longtemps. Leur action s'est affinée tant en termes de planification des programmes et des mesures, de leur livraison que de leur évaluation. Les résultats concrets et mesurés sont considérables et méritent d'être salués.

#### 4. PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ D'ÉNERGIR

##### 4.1 DEMANDE DE TEQ

[27] Huit mesures sous la responsabilité d'Énergir sont incluses à l'annexe VI du Plan directeur<sup>18</sup>. Les prévisions quinquennales quant aux impacts de ces mesures sur la réduction de la consommation d'énergie et les apports financiers requis sont présentées au Tableau 1.

---

<sup>18</sup> Pièce [B-0005](#), p. 213 à 229.

**TABLEAU 1**  
**IMPACTS ET BUDGETS DES MESURES D'ÉNERGIR**

<b>Mesures</b>	<b>Réduction de la consommation énergétique (GJ)</b>	<b>Prévisions budgétaires</b>
<b>Bâtiment résidentiel</b>		
47.1. <i>Soutien aux ménages à faible revenu</i>	IND	1 118 000
47.2. <i>Appareils efficaces – Résidentiel</i>	129 513	6 947 000
<b>Bâtiment commercial et résidentiel</b>		
67.1. <i>Appareils efficaces – Affaires</i>	1 665 851	38 895 000
67.2. <i>Diagnostics et mise en œuvre efficaces</i>	6 686 766	50 590 000
67.3. <i>Énergie renouvelable</i>	208 616	11 282 000
67.4. <i>Construction et rénovation efficaces</i>	836 879	27 813 000
<b>Innovation</b>		
96.6. <i>Innovation</i>	-	4 238 000
<b>Sensibilisation</b>		
128.1. <i>Sensibilisation</i>	DC	3 121 000
<b>Total</b>	<b>939 8112</b>	<b>144 004 000</b>

Tableau établi à partir de l'annexe VI du Plan directeur de la pièce [B-0005](#), p. 219, 221, 225 et 228.

## 4.2 POSITION D'ÉNERGIR

### 4.2.1 NOMENCLATURE

[28] Dans son PGEÉ pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> octobre 2019 et le 30 septembre 2023, Énergir propose une nouvelle nomenclature dans laquelle les huit mesures incluses au Plan directeur correspondent à des programmes plus englobants, sous de nouvelles appellations. Ces programmes sont composés de différents volets plus précis et comportant des modalités distinctes.

[29] Énergir a considéré qu'il était adéquat, au présent dossier, d'utiliser les termes « initiatives » et « sous-volets ». En effet, deux volets de son PGEÉ pour les marchés commercial, industriel et institutionnel (CII) et Ventes grandes entreprises (VGE), comportant deux et trois sous-volets respectivement, résultent de la fusion de deux types

d'initiatives. Cependant, Énergir n'entend pas intégrer à sa nouvelle nomenclature les termes « initiatives » et « sous-volets » de manière pérenne.

[30] Énergir indique que l'objectif de la nouvelle nomenclature du PGEÉ n'est pas de se soustraire à l'examen de la Régie, mais de simplifier son offre de programmes afin d'en faciliter la commercialisation et la participation et d'appuyer TEQ dans ses objectifs de réduire le nombre de programmes et simplifier l'offre en efficacité énergétique au Québec.

[31] Selon Énergir, cette nouvelle présentation permet de regrouper, sous un même programme, différentes mesures présentant des similitudes<sup>19</sup>.

#### **4.2.2 OBJECTIFS VOLUMÉTRIQUES, MONÉTAIRES ET DE RENTABILITÉ**

[32] Les prévisions relatives aux différents volets et sous-volets offerts sont présentées sous forme de fiches, incluant les paramètres, les données, les frais d'exploitation, les coûts et les tests de rentabilité. Elles sont également compilées par programme englobant. Ces prévisions tiennent compte des résultats des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, déposés en janvier 2019<sup>20</sup>.

[33] Globalement, Énergir prévoit des économies d'énergie de 223,6 Mm<sup>3</sup> et un apport financier de 149,5 M\$, dont 129,0 M\$ en aides financières et 20,5 M\$ en dépenses d'exploitation. Le budget annuel prévu est de 26,2 M\$ en 2019, 28,4 M\$ en 2020, 29,8 M\$ en 2021, 31,8 M\$ en 2022 et 33,4 M\$ en 2023<sup>21</sup>. Le détail de ces prévisions est présenté aux Tableaux 2 et 3.

---

<sup>19</sup> Pièces [A-0022](#), p. 11, [C-Énergir-0015](#), p. 23 et [C-Énergir-0041](#), p. 6.

<sup>20</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#).

<sup>21</sup> Pièces [C-Énergir-0037](#), p. 3 et 4, et [A-0022](#), p. 3.

**TABLEAU 2**  
**ÉCONOMIES NETTES DE GAZ NATUREL DES PROGRAMMES,**  
**VOLETS ET SOUS-VOLETS D'ÉNERGIR**

Programmes, volets et sous-volets <sup>1</sup> / année	Économies nettes de gaz naturel (Mm <sup>3</sup> )					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>47.1 Soutien aux MFR</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<i>Supplément MFR - résidentiel (PE126)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<i>Supplément MFR - CII (PE236)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<b>47.2 Appareils efficaces – Résidentiel</b>	0,52	0,54	0,57	0,61	0,65	<b>2,89</b>
<i>Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103)</i>	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	<b>0,76</b>
<i>Chaudières efficaces (PE111)</i>	0,27	0,28	0,28	0,29	0,31	<b>1,43</b>
<i>Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)</i>	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	<b>0,07</b>
<i>Combo à condensation (PE123)</i>	0,11	0,12	0,12	0,13	0,14	<b>0,62</b>
<b>67.1 Appareils efficaces – Affaires</b>	7,36	7,40	7,47	7,52	7,57	<b>37,33</b>
<i>Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202)</i>	0,56	0,48	0,48	0,48	0,48	<b>2,48</b>
<i>Chaudières à condensation (PE210)</i>	4,54	4,49	4,45	4,40	4,34	<b>22,22</b>
<i>Chauffe-eau à condensation (PE212)</i>	1,06	1,09	1,11	1,13	1,16	<b>5,56</b>
<i>Infrarouge (PE215)</i>	0,63	0,65	0,68	0,70	0,73	<b>3,39</b>
<i>Hotte à débit variable (PE224)</i>	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	<b>1,59</b>
<i>Aérotherme à condensation (PE225)</i>	0,18	0,22	0,26	0,32	0,37	<b>1,34</b>
<i>Thermostats intelligents - petits clients CII (nouveau volet pilote)</i>	0,08	0,17	0,17	0,17	0,17	<b>0,75</b>
<b>67.2 Diagnostics et mise en œuvre efficaces</b>	26,37	29,25	31,74	35,65	37,21	<b>160,22</b>
<i>Études et implantation – CII (PE207, PE208)</i>	7,16	7,56	8,06	8,57	9,20	<b>40,55</b>
<i>Études– CII (PE207)</i>	0,00	0,05	0,13	0,15	0,16	<b>0,49</b>
<i>Implantation – CII (PE208)</i>	7,16	7,51	7,93	8,42	9,04	<b>40,07</b>
<i>Études et implantation – VGE (PE211, PE218, PE219)</i>	18,10	20,55	22,51	25,66	26,20	<b>113,02</b>
<i>Études – VGE (PE211)</i>	0,00	0,00	0,53	1,34	1,36	<b>3,23</b>
<i>Implantation – VGE (industriel) (PE218)</i>	13,20	15,31	16,36	17,95	18,47	<b>81,28</b>
<i>Implantation – VGE (institutionnel) (PE219)</i>	4,87	5,24	5,62	6,37	6,37	<b>28,47</b>
<i>Recommissioning (volet pilote) (PE226)</i>	1,14	1,14	1,16	1,18	1,21	<b>5,84</b>
<i>Système de gestion de l'énergie – industriel (nouveau volet pilote)</i>	0,00	0,00	0,00	0,24	0,60	<b>0,84</b>
<b>67.3 Énergie renouvelable</b>	0,94	1,08	1,12	1,19	1,29	<b>5,62</b>
<i>Préchauffage solaire (PE234)</i>	0,94	1,08	1,12	1,19	1,29	<b>5,62</b>
<b>67.4 Construction et rénovation efficaces</b>	3,00	3,17	3,26	3,34	3,39	<b>16,16</b>
<i>Rénovation (PE233)</i>	0,91	0,96	1,00	1,04	1,08	<b>4,98</b>
<i>Nouvelle construction (PE235)</i>	2,08	2,22	2,26	2,31	2,31	<b>11,18</b>

Programmes, volets et sous-volets <sup>1</sup> / année	Économies nettes de gaz naturel (Mm <sup>3</sup> )					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>96.6 Programme en innovation</b> <sup>2°</sup>	0,15	0,24	0,28	0,32	0,36	<b>1,35</b>
<i>Innovation</i> (PE220)	0,15	0,24	0,28	0,32	0,36	<b>1,35</b>
<b>128.1 Sensibilisation</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<i>Sensibilisation résidentielle</i> (PE106)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<i>Sensibilisation CII</i> (PE204)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<i>Sensibilisation VGE</i> (PE214)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
<b>TOTAUX PGEÉ</b>	<b>38,34</b>	<b>41,69</b>	<b>44,43</b>	<b>48,64</b>	<b>50,46</b>	<b>223,57</b>

Tableau établi à partir des fiches des volets et sous-volets du PGEÉ d'Énergir de la pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 1 à 30, et le Complément de preuve [C-Énergir-0038](#), p. 11.

Note 1 : Lorsqu'applicable, la Régie indique la nomenclature utilisée par Énergir jusqu'au présent dossier entre parenthèses.

Note 2° : Énergir identifie ce programme comme étant « Innovation efficace ».

### TABLEAU 3 BUDGETS DES PROGRAMMES, VOLETS ET SOUS-VOLETS D'ÉNERGIR

Programmes, volets et sous-volets <sup>1</sup> / année	Apport financier (M\$)					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>47.1 Soutien aux MFR</b>	0,25	0,18	0,18	0,20	0,28	<b>1,10</b>
<i>Supplément MFR - résidentiel</i> (PE126)	0,08	0,05	0,05	0,05	0,09	<b>0,32</b>
<i>Supplément MFR - CII</i> (PE236)	0,17	0,14	0,14	0,14	0,19	<b>0,78</b>
<b>47.2 Appareils efficaces – Résidentiel</b>	1,28	1,42	1,42	1,46	1,62	<b>7,20</b>
<i>Thermostats électroniques programmables et intelligents</i> (PE103)	0,31	0,25	0,29	0,33	0,46	<b>1,66</b>
<i>Chaudières efficaces</i> (PE111)	0,56	0,57	0,68	0,62	0,64	<b>3,06</b>
<i>Chauffe-eau sans réservoir à condensation</i> (PE113)	0,09	0,18	0,10	0,11	0,11	<b>0,59</b>
<i>Combo à condensation</i> (PE123)	0,32	0,41	0,36	0,39	0,41	<b>1,89</b>
<b>67.1 Appareils efficaces – Affaires</b>	7,52	7,78	7,87	8,04	7,91	<b>39,12</b>
<i>Chaudières à efficacité intermédiaire</i> (PE202)	0,53	0,49	0,58	0,50	0,50	<b>2,59</b>
<i>Chaudières à condensation</i> (PE210)	4,52	4,46	4,51	4,38	4,32	<b>22,19</b>
<i>Chauffe-eau à condensation</i> (PE212)	1,19	1,32	1,24	1,28	1,30	<b>6,33</b>
<i>Infrarouge</i> (PE215)	0,38	0,39	0,40	0,52	0,43	<b>2,12</b>
<i>Hotte à débit variable</i> (PE224)	0,44	0,46	0,46	0,56	0,48	<b>2,40</b>
<i>Aérotherme à condensation</i> (PE225)	0,39	0,56	0,56	0,68	0,77	<b>2,97</b>
<i>Thermostats intelligents - petits clients CII (nouveau volet pilote)</i>	0,07	0,10	0,10	0,11	0,11	<b>0,50</b>
<b>67.2 Diagnostics et mise en œuvre efficaces</b>	8,94	9,70	10,61	11,73	12,96	<b>53,93</b>
<i>Études et implantation – CII</i> (PE207, PE208)	2,98	2,96	3,16	3,38	3,80	<b>16,27</b>

Programmes, volets et sous-volets <sup>1</sup> / année	Apport financier (M\$)					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
<i>Études– CII (PE207)</i>	0,65	0,59	0,61	0,65	0,78	<b>3,27</b>
<i>Implantation – CII (PE208)</i>	2,32	2,37	2,55	2,74	3,02	<b>13,00</b>
<i>Études et implantation – VGE (PE211, PE218, PE219)</i>	5,05	5,68	6,06	6,67	7,04	<b>30,51</b>
<i>Études – VGE (PE211)</i>	0,80	0,74	0,76	0,78	0,90	<b>3,98</b>
<i>Implantation – VGE (industriel) (PE218)</i>	2,79	3,34	3,60	3,96	4,14	<b>17,84</b>
<i>Implantation – VGE (institutionnel) (PE219)</i>	1,45	1,60	1,71	1,93	2,00	<b>8,69</b>
<i>Recommissioning (volet pilote) (PE226)</i>	0,92	0,92	0,94	0,98	1,10	<b>4,86</b>
<i>Système de gestion de l'énergie – industriel (nouveau volet pilote)</i>	0,00	0,13	0,45	0,69	1,02	<b>2,29</b>
<b>67.3 Énergie renouvelable</b>	2,00	2,28	2,35	2,51	2,81	<b>11,95</b>
<i>Préchauffage solaire (PE234)</i>	2,00	2,28	2,35	2,51	2,81	<b>11,95</b>
<b>67.4 Construction et rénovation efficaces</b>	5,19	5,55	5,69	6,06	5,88	<b>28,37</b>
<i>Rénovation (PE233)</i>	1,06	1,11	1,15	1,30	1,23	<b>5,85</b>
<i>Nouvelle construction (PE235)</i>	4,13	4,44	4,54	4,75	4,65	<b>22,51</b>
<b>96.6 Programme en innovation<sup>2</sup></b>	0,40	0,82	1,04	1,17	1,30	<b>4,72</b>
<i>Innovation (PE220)</i>	0,40	0,82	1,04	1,17	1,30	<b>4,72</b>
<b>128.1 Sensibilisation</b>	0,62	0,63	0,63	0,63	0,63	<b>3,13</b>
<i>Sensibilisation résidentielle (PE106)</i>	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	<b>0,69</b>
<i>Sensibilisation CII (PE204)</i>	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34	<b>1,67</b>
<i>Sensibilisation VGE (PE214)</i>	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	<b>0,77</b>
<b>TOTAUX PGEÉ</b>	26,20	28,36	29,79	31,79	33,38	<b>149,52</b>

Tableau établi à partir des fiches des volets et sous-volets du PGEÉ d'Énergir de la pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 1 à 30 et le Complément de preuve [C-Énergir-0038](#), p. 11.

Note 1 : Lorsqu'applicable, la Régie indique la nomenclature utilisée par Énergir jusqu'au présent dossier entre parenthèses.

Note 2° : Énergir identifie ce programme comme étant « Innovation efficace ».

[34] Énergir indique que sa stratégie de croissance repose sur plusieurs éléments clés<sup>22</sup> :

- une bonification de l'aide financière;
- un élargissement de l'offre;
- des nouveaux programmes;
- un meilleur alignement des objectifs et incitatifs;
- un plan de formation interne et externe;

<sup>22</sup> Pièces [A-0022](#), p. 3, [C-Énergir-0048](#), p. 6, et [C-Énergir-0015](#), p. 26 et 27.

- une commercialisation accrue;
- des modèles de conception efficaces.

[35] Selon Énergir, son PGEÉ démontre une forte rentabilité, avec un test du coût total en ressources (TCTR) ratio de 3,83. Énergir présente également le résultat du test de neutralité tarifaire (TNT) de -22,3 M\$<sup>23</sup>.

### 4.2.3 DÉTAILS DE CERTAINS PROGRAMMES ET MESURES

[36] Certains programmes et mesures du Plan directeur dont Énergir est responsable diffèrent de ses PGEÉ antérieurs.

#### *Appareils efficaces-résidentiel (47.2)*

##### *Volet Combo à condensation*

[37] Énergir présente le volet *Combo à condensation* qui a fait l'objet d'une évaluation déposée en janvier 2017. Cette évaluation, qui ne couvrait que les systèmes combo conventionnels subventionnés par ce volet a cependant permis de constater que les systèmes testés selon la norme CSA P.9 procurent des économies plus importantes que les systèmes conventionnels.

[38] À la suite de cette évaluation, Énergir a débuté des travaux afin d'encourager le déploiement de cette dernière technologie dont l'efficacité est d'environ 25 % supérieure aux systèmes combo conventionnels.

[39] Énergir présente la ventilation de la plupart des prévisions des deux types de systèmes combo<sup>24</sup>. Le distributeur propose une aide financière de 600 \$ par appareil pour ceux qui satisfont la norme P.9, ce qui couvre environ 70 % du surcoût<sup>25</sup>.

---

<sup>23</sup> Pièces [A-0022](#), p. 4, et [C-Énergir-0054](#).

<sup>24</sup> Pièce [C-Énergir-0041](#), p. 22.

<sup>25</sup> Pièces [A-0022](#), Annexe D, p. 26, 27 et 29, et [C-Énergir-0041](#), p. 22.

[40] Selon Énergir, le volet *Combo à condensation* est un volet régulier, conformément au paragraphe 445 de la décision D-2014-077<sup>26</sup>, voulant que l'évaluation d'un programme ayant le statut de projet-pilote mette fin à ce statut. Si la Régie souhaite que ce volet soit considéré comme un pilote, Énergir ne s'y oppose pas<sup>27</sup>.

### ***Appareils efficaces-Affaires (67.1)***

#### ***Volet pilote Thermostats intelligents – petits clients CI***

[41] Énergir propose le nouveau volet pilote *Thermostats intelligents - petits clients CI* qui vise la promotion des thermostats intelligents chez la clientèle affaires consommant moins de 15 000 m<sup>3</sup>/an. Énergir envisage que les modalités et les aides financières soient identiques à celles établies pour les thermostats intelligents dans le cadre du volet *Thermostats électroniques programmables et intelligents*, puisque les appareils sont pour la plupart les mêmes que pour le marché résidentiel.

[42] Étant donné que les thermostats intelligents sont peu ou pas adoptés dans le marché CII, le taux d'opportunité devrait être près de 0 %, donc plus faible que celui utilisé pour le marché résidentiel de 17 %. Énergir fixe donc ce taux à 5 %, comme hypothèse initiale, jusqu'à ce qu'il soit évalué. Le taux d'effritement considéré est le même que pour le thermostat intelligent du marché résidentiel. Énergir anticipe 250 participants en 2019 et 500 pour les années subséquentes<sup>28</sup>.

#### ***Volet Chaudières à efficacité intermédiaire***

[43] Le volet *Chaudières à efficacité intermédiaire*, qui fait la promotion de l'installation d'appareils à eau chaude et à vapeur a fait l'objet d'une évaluation déposée en décembre 2017. Faisant suite à cette évaluation, Énergir a amorcé une réflexion sur les meilleurs moyens pour soutenir l'achat et l'installation de chaudières à vapeur efficaces. Des travaux sont en cours en vue de concevoir et de développer une nouvelle offre adaptée aux appareils et applications utilisant la vapeur. Selon les résultats obtenus, Énergir pourrait proposer une nouvelle offre à partir de 2020<sup>29</sup>.

---

<sup>26</sup> Décision [D-2014-077](#), p. 106, par. 445.

<sup>27</sup> Pièce [C-Énergir-0041](#), p. 20.

<sup>28</sup> Pièces [A-0022](#), p. 26, et [C-Énergir-0015](#), p. 47 et 48.

<sup>29</sup> Pièce [A-0022](#), p. 25.

### ***Volet Chauffe-eau à condensation***

[44] Le volet *Chauffe-eau à condensation* a fait l'objet d'une évaluation, déposée en décembre 2016. Cette évaluation considère les deux types de chauffe-eau subventionnés, soit à accumulation et instantanés. Des différences notables entre ces deux types de chauffe-eau ont été observées quant à la notoriété, au coût incrémental, à la capacité moyenne installée, à l'efficacité, au gain énergétique unitaire et à la durée de vie.

[45] De plus, l'évaluation recommandait à Énergir de saisir l'information permettant de distinguer les deux types de chauffe-eau dans sa base de données et dans les activités reliées à la gestion et à l'évaluation du volet<sup>30</sup>.

[46] Énergir précise qu'elle ne peut pas ventiler les prévisions du volet selon le type d'appareil subventionné puisque ces prévisions ont été établies de façon globale<sup>31</sup>.

### ***Énergies renouvelables (67.3)***

#### ***Élargissement du volet Préchauffage solaire***

[47] Énergir propose d'élargir la portée du volet *Préchauffage solaire* offrant actuellement une aide financière pour l'acquisition et l'installation d'un système de préchauffage solaire de l'air pour le chauffage de l'espace afin d'y inclure le préchauffage solaire de l'air pour les procédés et le préchauffage solaire de l'eau. Cet élargissement, combiné à des efforts accrus de commercialisation au cours des cinq prochaines années, résultera en une croissance de près de 40 % de la participation et des économies d'ici 2023<sup>32</sup>.

[48] En réplique au ROEÉ, qui s'oppose à cet élargissement et préconise l'inscription des nouvelles applications visées dans le cadre du *Programme en Innovation* (96.6), Énergir indique que sa proposition initiale est préférable car elle lui permet de colliger des informations sur ces nouvelles applications, sans avoir à composer avec les contraintes inhérentes au programme 96.6, comme l'exigence d'une documentation justificative

---

<sup>30</sup> Pièce [A-0022](#), p. 25 et Annexe D, p. 12 et 13.

<sup>31</sup> Pièce [C-Énergir-0041](#), p. 28.

<sup>32</sup> Pièce [A-0022](#), p. 39.

abondante ainsi que l'approbation par un comité d'évaluation et la nécessité d'une entente contractuelle pour chaque demande<sup>33</sup>.

***Programme Diagnostic et mise en œuvre efficaces (67.2)***

***Volets études et implantation CII et VGE***

[49] Énergir propose la fusion du sous-volet de l'initiative *Étude de faisabilité CII* (anciennement PE207) et du sous-volet de l'initiative *Encouragement à l'implantation CII* (anciennement PE208), afin de créer le volet *Études et implantation CII*. Elle propose également la fusion du sous-volet de l'initiative *Étude de faisabilité VGE* (anciennement PE211) et des sous-volets de l'initiative *Encouragement à l'implantation VGE* industriel et institutionnel (anciennement PE218 et PE219), afin de créer le volet *Études et implantation VGE*. Ces modifications surviennent à la suite de l'évaluation de certains de ces sous-volets en 2017. Il s'agit d'une intégration verticale, puisque les mesures implantées découlent très souvent des mesures identifiées par les études de faisabilité<sup>34</sup>.

[50] Pour la portion « implantation » des volets *Études et implantation CII* et *VGE*, Énergir soumet que les modalités visant à déterminer les mesures admissibles à une aide financière (variant selon la période de retour sur l'investissement (PRI)) ainsi que le calcul de l'aide financière (aides financières unitaires et plafonds maximums) demeurent identiques aux modalités en vigueur. Pour la portion « implantation » *VGE*, les aides financières unitaires continuent à varier en fonction de la PRI (supérieure à un an ou trois ans, selon le marché), selon les barèmes appliqués jusqu'à maintenant<sup>35</sup>.

[51] Des modifications au processus d'attribution des économies des nouveaux volets fusionnés seront apportées, afin de ne comptabiliser les économies réelles des mesures considérées admissibles qu'au moment de leur implantation. Ainsi, il n'y aura plus d'économies attribuées au moment de la réalisation de l'étude, mais seulement lorsque les mesures décelées auront été réellement implantées.

[52] Énergir indique que si les mesures implantées ont une PRI inférieure à un an ou trois ans selon le marché, les économies qui y sont associées seront comptabilisées dans la portion « études » des volets *Études et implantation CII* et *VGE*. Si elles ont une PRI supérieure à ces valeurs, les économies qui y sont associées seront comptabilisées dans la

---

<sup>33</sup> Pièce [A-0155](#), p. 275 et 276.

<sup>34</sup> Pièce [A-0022](#), p. 29 et 33.

<sup>35</sup> Pièce [A-0024](#), p. 32.

portion « implantation ». Les validations à ces fins seront effectuées par le groupe DATECH. Énergir précise que :

*« [...] [c]ette étape consistera à reprendre le plan de mesures (formulaire III) ayant été préalablement présenté par le participant dans la portion études et exiger, une fois les travaux d'implantation réalisés et avant le versement de l'aide financière, que toutes les mesures ayant été implantées soient déclarées incluant les mesures non admissibles à l'aide financière pour la portion Implantation (PRI < 1 an ou 3 ans). Au final, l'information sur la totalité des mesures implantées, y compris celles identifiées dans la portion études, aura été collectée et sera documentée dans un même dossier dans la base de données du volet »<sup>36</sup>.*

[53] Énergir indique qu'elle mettra en place un processus lui permettant de colliger, dans sa base de données, les informations pertinentes de l'ensemble des mesures admissibles aux volets fusionnés, peu importe leur PRI<sup>37</sup>. À l'aide de cette base de données, Énergir pourra réaliser un suivi interne des prévisions des fiches des sous-volets des portions « études » et « implantation »<sup>38</sup>.

[54] En s'assurant que la PRI par mesure (après aide financière) ne soit pas inférieure à un ou trois ans (selon le type de participant), Énergir s'assurera que la PRI des projets après aide financière ne soit pas inférieure à ces valeurs<sup>39</sup>.

[55] Enfin, Énergir soumet que les informations recueillies par participant seront organisées par type de marché et selon les portions « études » ou « implantation », mais qu'elle récoltera et documentera les informations de manière à fusionner les résultats<sup>40</sup>.

[56] En audience, Énergir précise que :

*« [...] la fusion des initiatives [...] ne restreindra pas l'information qui est actuellement accessible aux fins de répondre aux besoins de la Régie. Donc, il y a plusieurs informations que vous avez nommées, là. Sans les reprendre une par une, mon point, c'est, si elles sont déjà accessibles puis qu'on a déjà été en mesure de fournir les informations à ces sujets-là, la fusion de ces initiatives-là ensemble n'a pas pour objet*

<sup>36</sup> Pièces [A-0024](#), p. 34 et 35, [A-0022](#), p. 33 et 34, et [C-Énergir-0015](#), p. 13 à 16, 18 et 21.

<sup>37</sup> Notamment les économies d'énergie, les surcoûts et la PRI avant subvention.

<sup>38</sup> Pièce [C-Énergir-0015](#), p. 18 et 21.

<sup>39</sup> Pièce [A-0024](#), p. 36.

<sup>40</sup> Pièce [C-Énergir-0015](#), p. 23.

de restreindre l'information qui sera disponible »<sup>41</sup>. [nous soulignons]

[57] Énergir présente un schéma illustrant les avantages du processus fusionné<sup>42</sup>.

[58] Énergir propose également d'augmenter les aides financières offertes pour la portion « études » des volets *Études et implantation CII* et *VGE*, afin qu'elles couvrent au maximum 50 % des coûts de la réalisation des études de faisabilité, jusqu'aux plafonds de 25 000 \$ pour le marché CII et 50 000 \$ pour le marché VGE. Ces ajustements feraient passer le pourcentage de couverture des coûts des études de 11 % à 26 %, pour le marché CII, et de 32 % à 43 %, pour le marché VGE. Énergir prévoit également simplifier le processus de demande d'aide financière en éliminant les paliers de consommation requise pour la détermination des appuis financiers<sup>43</sup>.

[59] Énergir précise ne pas être en mesure de distinguer l'impact individuel de cette proposition sur les économies escomptées à la portion « études » des volets *Études et implantation CII* (PE207) et *VGE* (PE211). En effet, ses prévisions pour les volets « fusionnés », tiennent compte d'autres ajustements<sup>44</sup>.

### ***Volet Système de gestion de l'énergie – Industriel (pilote)***

[60] Énergir propose la mise en œuvre dès l'année 2020 du nouveau volet pilote *Système de gestion de l'énergie (SGÉ) - industriel*.

[61] La gestion stratégique de l'énergie par l'entremise de l'implantation d'un SGÉ peut être définie comme une approche holistique de la gestion de l'énergie adoptée par une organisation afin d'améliorer sa performance énergétique de façon continue. Les économies d'énergie réalisées reposent sur les changements comportementaux et opérationnels à tous les niveaux de l'organisation.

[62] Le SGÉ offre un potentiel significatif d'économie d'énergie au Québec, soit 54,3 Mm<sup>3</sup> à l'horizon 2022. Énergir envisage de soutenir financièrement le déploiement du SGÉ chez ses clients industriels et de les accompagner techniquement.

---

<sup>41</sup> Pièce [A-0135](#), p. 93.

<sup>42</sup> Pièce [C-Énergir-0015](#), p. 17.

<sup>43</sup> Pièce [A-0022](#), p. 34 et 35.

<sup>44</sup> Pièce [A-0024](#), p. 13.

[63] Les modalités de soutien financier seront très similaires à celles du *Programme Systèmes industriels* (38.2) d'HQD, qui a été bien reçu par les clients industriels et les firmes de génie depuis son lancement au printemps 2015.

[64] Énergir prévoit diverses modalités d'aide financière pour ce nouveau volet pilote et présente les paramètres retenus et les hypothèses afférentes. En ce qui a trait au taux d'opportunisme, Énergir a retenu 0 %, en attente de l'évaluation du volet, considérant que la démarche de SGE est trop peu connue des clients et actuellement peu ou pas implantée. Elle pourrait toutefois considérer l'utilisation d'une valeur de 5 %, afin de répondre aux préoccupations d'un intervenant soumettant qu'elle devrait se situer à 20 %, ce qui selon Énergir, serait surévalué.

[65] Énergir prévoit que les coûts totaux du volet passeront de 132 232 \$ en 2020 à 1 016 320 \$ en 2023. Les premiers impacts énergétiques se matérialiseront en 2022 pour totaliser 241 246 m<sup>3</sup> pour deux projets.

[66] Énergir indique qu'elle prévoit qu'une évaluation de processus, visant principalement à étudier l'efficacité du processus de demandes d'application et la satisfaction des participants et des partenaires, soit tenue en 2022-2023, soit au moment où un nombre suffisant de dossiers sera engagé pour réaliser une telle évaluation.

[67] Quant à l'évaluation complète, elle devrait être effectuée durant la première année au cours de laquelle un nombre minimal de dossiers générant des économies d'énergie permettra d'obtenir des résultats représentatifs, soit en 2024-2025<sup>45</sup>.

### ***Volet pilote Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments (Recommissioning)***

[68] Énergir indique que dans le cadre des travaux entourant le Plan directeur, TEQ l'a informée qu'elle prévoit apporter des changements au volet visant la remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments. Ces changements pourraient amener Énergir à apporter des ajustements au projet-pilote développé à cet égard. Les prévisions budgétaires et d'économie d'énergie de ce volet, initialement déposées au présent dossier, ne tiennent

---

<sup>45</sup> Pièces [A-0022](#), Annexe C, p. 1 à 9, et [A-0125](#), p. 189 et 191.

pas compte des changements envisagés par TEQ, puisque cette dernière n'avait pas encore complété ses travaux<sup>46</sup>.

[69] Énergir met à jour les prévisions de ce volet, par une fiche détaillée tenant compte des résultats de la dernière évaluation déposée en janvier 2019. Énergir indique, quant à l'impact des interventions de TEQ sur ces prévisions, ne pas être en mesure de présenter les modifications qui en résulteraient. Ces modifications pourraient être présentées dans le cadre du dossier tarifaire 2020<sup>47</sup>.

#### 4.2.4 PÉNÉTRATION DE MARCHÉ ET EFFETS DE DISTORSION

##### *Chauffe-eau sans réservoir à condensation et Combo à condensation*

[70] Énergir indique qu'il est pertinent de maintenir l'aide financière du volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* malgré le taux d'opportunité de 67 % calculé lors de la dernière évaluation et la faible rentabilité de ce volet au cours des dernières années.

[71] Énergir rappelle que le taux de pénétration de marché pour le volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* demeure faible. Le distributeur prévoit une augmentation de la rentabilité du volet au cours des prochaines années et considère qu'il soutient la transition vers les appareils les plus efficaces, puisque, depuis 2015, le volet ne subventionne plus les chauffe-eau sans réservoir qui ne permettent pas la condensation. Enfin, le surcoût est une barrière importante à l'adoption de cette technologie.

[72] Énergir est d'avis que le taux de pénétration de marché du volet *Combo à condensation*, de 73 %, serait moindre en l'absence d'aides financières. Selon le distributeur, le taux d'opportunité de 36 % suggère qu'en l'absence d'aide financière permettant de réduire le surcoût des systèmes combo subventionnés, seulement 36 % des installations auraient été réalisées avec un chauffe-eau sans réservoir à condensation, alors que 64 % auraient été réalisées avec un chauffe-eau à accumulation (base de référence)<sup>48</sup>.

---

<sup>46</sup> Pièce [A-0022](#), p. 36 et 37.

<sup>47</sup> Pièces [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 24, et [A-0135](#), p. 84.

<sup>48</sup> Pièce [A-0022](#), Annexe D, p. 22 à 28.

### ***Chauffe-eau à condensation***

[73] Selon Énergir, l'aide financière des deux types de chauffe-eau du volet *Chauffe-eau à condensation* devrait être maintenue puisqu'elle est responsable de son taux de pénétration de marché élevé (moyenne de 59 %).

[74] Énergir ajoute que la plus récente étude du potentiel technico-économique (PTÉ) déposée au dossier tarifaire 2018 démontre que les chauffe-eau à condensation présentent un fort potentiel<sup>49</sup>.

### ***Thermostats électroniques programmables et intelligents***

[75] Énergir soumet que l'aide financière visant les thermostats programmables du volet *Thermostats électroniques programmables et intelligents* devrait être maintenue puisqu'elle est responsable du taux de pénétration élevé de ces thermostats (71 %). Énergir anticipe qu'une partie de sa clientèle fera la transition vers les thermostats intelligents, mais qu'une partie demeurera intéressée par des thermostats programmables, plus économiques. Ainsi, l'offre de thermostats programmables n'est pas une barrière à la pénétration du marché des thermostats intelligents<sup>50</sup>.

[76] Énergir soumet que le taux d'opportunisme de ce volet est faible (17 %) et qu'il s'est maintenu lors des deux dernières évaluations. De plus, dans la dernière étude du PTÉ, les économies pour les thermostats programmables dans le marché résidentiel sont évaluées à 0,8 Mm<sup>3</sup>. Sur la base des prévisions de participation, Énergir prévoit des économies brutes cumulatives de 0,2 Mm<sup>3</sup> à l'horizon 2023<sup>51</sup>.

### ***Chaudières efficaces et Chaudières à condensation***

[77] Énergir est d'avis que l'aide financière des volets *Chaudières efficaces* et *Chaudières à condensation* doit aussi être maintenue, puisqu'elle est responsable des taux de pénétration de marché élevés de ces deux volets, soit 60 % et 70 % respectivement. Malgré ces taux, les données de la dernière étude du PTÉ démontrent l'existence d'un important potentiel d'économie d'énergie sur un horizon de cinq ans, évalué à 2,9 Mm<sup>3</sup> pour le volet *Chaudières*

---

<sup>49</sup> Pièce [A-0022](#), Annexe D, p. 23, 30 et 31.

<sup>50</sup> Pièces [C-Énergir-0015](#), p. 32, et [A-0135](#), p. 78 et 79.

<sup>51</sup> Pièce [C-Énergir-0015](#), p. 32 et 33.

*efficaces* et 14,9 m<sup>3</sup> pour le volet *Chaudières à condensation*, respectivement. Selon Énergir, la meilleure stratégie pour exploiter ce gisement, consiste à octroyer un appui financier permettant de surmonter la barrière du surcoût. De plus, le taux d'opportunité des deux volets est faible (8 % et 11 %) et ils sont rentables à l'horizon 2023<sup>52</sup>.

[78] Enfin, Énergir soutient que le taux de pénétration élevé d'une technologie efficace appuyé par des aides financières bien calibrées est le signe du succès d'un programme et non pas le signe d'un marché transformé ne nécessitant plus d'aide financière<sup>53</sup>.

#### 4.2.5 CALENDRIER D'ÉVALUATION

[79] Énergir présente son *Calendrier d'évaluation des volets* et son *Calendrier pour les autres travaux d'évaluation 2016-2023*. Elle précise que ces calendriers reflètent l'année où les coûts des travaux ont été ou seront encourus. Les travaux peuvent être complétés l'année suivante afin de finaliser le rapport d'évaluation<sup>54</sup>.

[80] Énergir précise également que les évaluations prévues<sup>55</sup> en 2022 et en 2023 pourraient être inversées<sup>56</sup>.

#### 4.2.6 SUIVI DE DÉCISIONS

[81] Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi de la décision D-2014-077 en lien avec les montants engagés par le PGEÉ.

[82] Au soutien de sa demande, Énergir fait valoir que ses prévisions pour 2015 à 2018, quant aux proportions des montants engagés ont été relativement stables dans le temps<sup>57</sup>.

---

<sup>52</sup> Pièce [C-Énergir-0015](#), p. 39.

<sup>53</sup> Pièces [C-Énergir-0048](#), p. 12, et [A-0125](#), p. 40.

<sup>54</sup> Pièces [A-0025](#), p. 29 et 30, et [C-Énergir-0041](#), p. 13 et 14.

<sup>55</sup> Évaluations faisant l'objet d'un examen administratif dédié.

<sup>56</sup> Pièces [C-Énergir-0052](#), p. 5 et 6, et [A-0135](#), p. 63.

<sup>57</sup> Pièce [A-0022](#), Annexe D, p. 3 à 6, et décision [D-2014-077](#), p. 104, par. 433.

### 4.3 POSITION DES INTERVENANTS

#### 4.3.1 OBJECTIFS VOLUMÉTRIQUES, MONÉTAIRES ET DE RENTABILITÉ

[83] L'ACEFO note qu'à l'horizon 2023, les économies d'énergie prévues par Énergir augmentent de 31,3 %. De plus, l'intervenante note que l'apport financier requis pour 2019 (26,20 M\$), est de 42 % supérieur à celui pour 2018, alors que les dépenses réelles entre 2014 et 2018 ont augmenté de 9,5 %. L'aide financière demandée pour 2019 (22,4 M\$), représente une augmentation de 44,5 % par rapport au montant dépensé en moyenne au cours des trois dernières années (15,5 M\$), ce qui lui semble très optimiste.

[84] L'intervenante croit qu'Énergir surestime ses budgets depuis 2016. Elle recommande de réduire le budget de 2019 à un niveau raisonnable, qui s'inscrirait dans la continuité des taux de croissance observés historiquement<sup>58</sup>.

[85] L'ACIG-AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'autoriser l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes sous la responsabilité d'Énergir au montant de 149,5 M\$, en raison de ses résultats historiques, des tests économiques globalement favorables ainsi que de son faible impact sur les tarifs<sup>59</sup>.

[86] Le GRAME est d'avis qu'Énergir n'a pas fait la démonstration des moyens qu'elle entend mettre en place pour accroître la participation à certains volets de son PGEÉ, notamment, la portion « implantation » des volets *Études et Implantation CII* et *VGE* (institutionnel), *Aérotherme à condensation*, *Infrarouge*, *Préchauffage solaire*, *Innovation*, *Rénovation* et *Nouvelle construction*<sup>60</sup>.

[87] L'intervenant recommande de vérifier auprès d'Énergir le nombre de participants déjà engagés l'année dernière, qui ne sont pas encore payés, et d'ajuster au besoin le budget prévisionnel en fonction du nombre de participants<sup>61</sup>.

---

<sup>58</sup> Pièce [C-ACEFO-0025](#), p. 9, 10 et 13.

<sup>59</sup> Pièces [C-ACIG-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 19 à 21, et [A-0155](#), p. 279.

<sup>60</sup> Pièce [C-GRAME-0036](#), p. 12, 13 et 15.

<sup>61</sup> Pièce [C-GRAME-0042](#), p. 48.

[88] Par ailleurs, le GRAME recommande qu'Énergir définisse une approche détaillée et précise pour les partenaires certifiés en gaz naturel pour s'assurer de l'uniformité du processus de promotion des programmes en efficacité énergétique<sup>62</sup>.

[89] Le RTIEÉ recommande d'approuver les programmes et les mesures d'Énergir car ils montrent une forte croissance sur la durée du Plan directeur, dépassant le seuil annuel de 50 Mm<sup>3</sup> économisé dès 2022. Il demande de porter une attention particulière aux programmes visant les Ménages à faible revenu (MFR), étant donné que TEQ n'a pas encore mis en œuvre une approche commune pour rejoindre cette clientèle<sup>63</sup>.

### ***Appareils efficaces-résidentiel (47.2)***

[90] Le RTIEÉ est d'avis que le programme *Appareils efficaces-résidentiel* devrait être amélioré afin d'inclure également les systèmes solaires passifs pour préchauffage de l'air et de l'eau. L'ensemble des programmes d'Énergir visant les bâtiments pourraient aussi être améliorés en incluant, comme condition à l'aide financière, l'évitement des revêtements à composantes de pétrole ou l'aide financière à des matériaux substitués<sup>64</sup>.

### ***Énergies renouvelables (67.3)***

#### ***Élargissement du volet Préchauffage solaire***

[91] Le GRAME constate une hausse importante de la participation prévue pour ce volet à l'horizon 2023 qui devrait être analysée, compte tenu des économies unitaires de 36 356 m<sup>3</sup> par participant. Également, dans les deux derniers dossiers de rapports annuels d'Énergir, le nombre de participants à ce volet a été de 7 et, selon le suivi sur les montants engagés (Tableau F3), tous les participants de 2018 étaient engagés avant cette année<sup>65</sup>.

[92] Le ROEÉ se dit préoccupé par l'utilisation du coût évité de chauffage dans l'évaluation de la rentabilité de ce volet. En l'absence d'évaluation, Énergir devrait se servir du coût évité de base pour calculer la rentabilité en ce qui concerne le préchauffage solaire de l'eau. Cela affecterait à la baisse la rentabilité du volet et risquerait d'avoir un impact plus important que ce que laisse entendre Énergir.

---

<sup>62</sup> Pièce [C-GRAME-0042](#), p. 50.

<sup>63</sup> Pièce [C-RTIEÉ-0029](#), p. xxiv et xxv.

<sup>64</sup> Pièce [C-RTIEÉ-0029](#), p. xxv.

<sup>65</sup> Pièce [C-GRAME-0026](#), p. 13 à 14.

[93] Le ROEÉ considère qu'il est prématuré d'appliquer, à de nouveaux usages, le paramètre de rentabilité d'une technologie existante avec des résultats démontrés, sans que les paramètres propres à ces applications n'aient été déterminés. L'intervenant recommande à la Régie de refuser le budget demandé par Énergir pour l'élargissement du volet *Préchauffage solaire*, étant donné qu'il ne s'appuie pas sur des applications reconnues dans l'étude du PTÉ. Le programme *Innovation* serait, selon le ROEÉ, le véhicule le plus approprié pour évaluer, *a priori*, la rentabilité du préchauffage solaire de l'eau ou de procédés autres que le séchage.

[94] Le ROEÉ est d'accord avec Énergir qui, en réplique, indique que le traitement des demandes liées aux applications faisant l'objet de l'élargissement lui permettrait de compiler des données pouvant servir à préciser les hypothèses associées aux paramètres et aux aides financières unitaires pour ces applications. Toutefois, cela se ferait au détriment de la rentabilité pour la clientèle et pour la société, s'il s'avérait que ces nouvelles applications n'étaient pas rentables.

[95] Dans le cas où la Régie approuve l'élargissement proposé par Énergir, le ROEÉ invite à la prudence dans l'appréciation de l'enthousiasme de la clientèle pour l'application du préchauffage solaire à l'usage de l'eau et des procédés, soit une hausse de plus de 285 % de la participation entre 2017 et 2019<sup>66</sup>.

### ***Programme Diagnostic et mise en œuvre efficaces (67.2)***

#### ***Volets études et implantation CII et VGE***

[96] Le GRAME recommande de suivre annuellement les résultats des volets qu'Énergir propose de fusionner afin d'ajuster, au besoin, le budget annuel inclus dans les tarifs, puisque ces volets génèrent, à l'horizon 2023, plus de 70 % des économies d'énergie du PGEÉ, en requérant 37 % du budget d'aide financière, soit 48,4 M\$ sur 129 M\$<sup>67</sup>.

[97] Le ROEÉ recommande la fusion proposée, mais s'inquiète de la croissance du coût par mètre cube de gaz économisé de plus de 40 % entre 2019 et 2023 due, entre autres, à cette fusion. Le ROEÉ recommande d'effectuer un suivi à cet égard<sup>68</sup>.

---

<sup>66</sup> Pièces [C-ROEÉ-0026](#), p. 4, 7 et 9, et [C-ROEÉ-0032](#), p. 2 et 3.

<sup>67</sup> Pièce [C-GRAME-0026](#), p. 8.

<sup>68</sup> Pièce [C-ROEÉ-0026](#), p. 16 et 17.

[98] Par ailleurs, le ROEÉ est rassuré quant au fait qu'il n'y aura pas de double comptage d'économies entre les différents sous-volets du programme<sup>69</sup>.

[99] Pour sa part, le RTIÉE recommande l'approbation des nouvelles modalités pour les volets *Études de faisabilité CII* et *VGE*, étant donné qu'Énergir a correctement suivi les recommandations de l'évaluation<sup>70</sup>.

### ***Volet Système de gestion de l'énergie – industriel (pilote)***

[100] Le ROEÉ recommande à la Régie d'approuver le volet *Système de gestion de l'énergie – industriel* à condition qu'Énergir utilise un taux d'opportunisme de 20 % d'ici l'évaluation du programme plutôt que de 0 %, étant donné que les SGÉ ne représentent pas une innovation en soi et que plusieurs entreprises établies au Québec ont déjà implanté ce type de système.

[101] Le ROEÉ recommande qu'Énergir entreprenne des pourparlers avec les représentants de TEQ et d'HQD afin d'offrir un guichet unique et une aide financière dans une approche intégrée. Plusieurs organismes offrent déjà l'accompagnement dans la mise en œuvre de SGÉ et la multiplication des programmes visant le même objectif n'est pas souhaitable<sup>71</sup>.

## **4.3.2 PÉNÉTRATION DE MARCHÉ ET EFFETS DE DISTORSION**

[102] Le ROEÉ rappelle que le volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* affiche un taux d'opportunisme moyen de 67 % et un TCTR ratio près du point de non-rentabilité. Ainsi, il semble que l'installation d'un chauffe-eau sans réservoir à condensation en mode solo, soit pour le chauffage de l'eau sanitaire seulement, soit devenue la norme dans le marché. L'aide financière d'Énergir pourrait ainsi générer davantage de bénéfices avec un TCTR plus élevé, en faisant la promotion d'une autre technologie.

[103] Le volet *Combo à condensation* vise l'installation du même type de chauffe-eau sans réservoir à condensation promu par le volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation*

---

<sup>69</sup> Pièce [C-ROEÉ-0076](#), p. 17.

<sup>70</sup> Pièce [C-RTIÉE-0029](#), p. 94 et 95.

<sup>71</sup> Pièce [C-ROEÉ-0026](#), p. 13 et 15.

installé en mode combo avec un ventilo-convecteur. Les dernières évaluations de ces volets indiquent des taux de pénétration de marché de 73 % et 11,5 %, respectivement. Dans ce contexte, le ROEEÉ croit que ces deux taux de pénétration de marché ne devraient pas être les mêmes. Il précise que le profil de consommation des ménages résidentiels participant à ces deux volets est différent<sup>72</sup>.

[104] Le RTIEÉ indique que le volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* offre à terme un moins grand potentiel de pénétration de marché que le volet *Combo à condensation*. Énergir indique qu'il y a moins de participants pour le premier volet qui a un taux de pénétration de marché de 11,5 % que pour le deuxième dont le taux de pénétration est de 73 %. Une raison possible est que l'aide financière du deuxième volet couvre une plus grande partie du surcoût que l'aide financière du premier volet<sup>73</sup>.

[105] Selon le GRAME, les taux de pénétration de ces deux volets sont significativement différents, compte tenu de facteurs liés au type de marché visé. Le volet *Combo à condensation* est plus intéressant pour les propriétés avec espace restreint. Il n'est donc pas surprenant que son taux de pénétration de marché soit plus élevé que pour le volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation*<sup>74</sup>.

#### 4.4 OPINION DE LA RÉGIE

[106] La Régie constate que le PGEÉ d'Énergir démontre une forte rentabilité selon le test du participant (TP) et le TCTR, atteignant respectivement 853,7 M\$ et 727,5 M\$ (3,83 sous forme de ratio). Le TNT quant à lui est de -22,3 M\$<sup>75</sup>. **La Régie se déclare satisfaite des résultats de ces tests et juge que l'impact anticipé sur les tarifs est raisonnable.**

##### 4.4.1 NOMENCLATURE

[107] La Régie note que la nouvelle nomenclature par « programme englobant » proposée par Énergir vise à simplifier son offre en efficacité énergétique pour la clientèle, en lien

---

<sup>72</sup> Pièce [C-ROEEÉ-0030](#), p. 8 à 10.

<sup>73</sup> Pièce [C-RTIEÉ-0031](#), p. 13 à 15.

<sup>74</sup> Pièce [C-GRAME-0030](#), p. 9 à 11.

<sup>75</sup> Pièces [C-Énergir-0054](#), [C-Énergir-0037](#), p. 5 à 13, et [A-0022](#), p. 4.

avec l'un des principes énoncés dans le Plan directeur<sup>76</sup>. Elle note également que la fusion des sous-volets des initiatives n'a pas pour effet de restreindre l'information actuellement accessible à la Régie afin de répondre à ses besoins.

[108] Afin de juger de la pertinence de ces « programmes englobants », la Régie doit en analyser les composantes.

[109] Ainsi, la Régie croit que la définition de « programme en efficacité énergétique » englobe l'ensemble des volets et sous-volets proposés par Énergir. Les « programmes englobants » d'Énergir seraient mieux décrits comme étant des « catégories de volets ». Par ailleurs, la Régie note que les programmes englobants d'Énergir sont des « mesures » pour TEQ.

**[110] La Régie autorise l'utilisation de la nouvelle nomenclature proposée par Énergir à la pièce A-0022, page 12<sup>77</sup>, pour des fins de commercialisation de son PGEÉ.**

**[111] Toutefois, la Régie demande que dans les prochains dossiers de rapports annuels et d'examen du Plan directeur, Énergir fournisse les informations détaillées relatives aux « volets » et « sous-volets » individuels inclus dans la nomenclature de son PGEÉ, avec le même niveau de détail que celui présenté jusqu'au dossier tarifaire 2017, habituellement consolidé sous forme de fiches<sup>78</sup>.**

#### 4.4.2 APPROBATION DES PROGRAMMES

##### *Volets études et implantation CII et VGE*

[112] La Régie constate que la fusion proposée par Énergir est présentée comme « *une intégration verticale* » donnant suite à l'évaluation des programmes PE207 et PE211 (selon l'ancienne nomenclature)<sup>79</sup>.

---

<sup>76</sup> Pièces [A-0022](#), p. 4, 11 et 14, et [A-0125](#), p. 33.

<sup>77</sup> Pièce [A-0022](#), p. 12.

<sup>78</sup> Dossier R-3987-2016, [B-0132](#), p. 22 à 90.

<sup>79</sup> Suivi 2018 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, [Évaluation des PE207 et PE211](#), p. 39 et pièce [A-0022](#), p. 33.

[113] La distinction entre « fusion » et « intégration » est importante puisqu'aux prochains dossiers de rapports annuels et d'examen du Plan directeur la Régie devra examiner les différents sous-volets reliés aux volets *Études et implantation CII et VGE*.

[114] La Régie juge que l'intégration proposée simplifiera la gestion de ces sous-volets pour Énergir, tout en préservant la rigueur de l'analyse requise par le groupe DATECH. Toutefois, la Régie note que cette intégration n'aura pas pour effet de réduire les informations recueillies, compilées, traitées et, dans certains cas, présentées à la Régie, pour chacun des sous-volets.

[115] La Régie constate que la comptabilisation des économies implantées, pour la portion « études » (PRI inférieure à un ou trois ans, selon le marché) éliminera le besoin de déterminer un taux d'implantation par sondage, lors de l'évaluation, ce qui augmentera la précision associée au calcul de ces économies<sup>80</sup>.

**[116] La Régie autorise Énergir à intégrer verticalement les sous-volets visant la réalisation d'études de faisabilité et ceux encourageant l'implantation, pour les marchés CII et VGE de manière à définir les volets *Études et implantation CII et VGE*, soit, selon l'ancienne nomenclature, les programmes PE207 et PE208 dans le marché CII et les programmes PE211, PE218 et PE219 dans le marché VGE.**

[117] Toutefois, la Régie demande que dans le cadre des prochains dossiers de rapports annuels et d'examen du Plan directeur, Énergir présente distinctement les prévisions et/ou les résultats de chacun de ces cinq sous-volets et inclue au minimum, les informations des fiches de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037, aux pages 18, 19, 21, 22 et 23<sup>81</sup>.

[118] La Régie s'attend à ce que pour la portion « études », les économies liées aux mesures implantées, mais qui n'ont pas été présentées dans les études de faisabilité, ne soient pas prises en compte par Énergir.

[119] La Régie note qu'Énergir propose une augmentation de l'aide financière des sous-volets de la portion « études ». Cette demande est appuyée par les constats de la dernière évaluation de ces sous-volets, incluant un balisage des programmes offrant des aides

---

<sup>80</sup> Suivi 2018 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, [Évaluation des PE207 et PE211](#), p. vii.

<sup>81</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 18, 19, 21, 22 et 23.

financières au Canada et aux États-Unis pour la réalisation d'une étude de faisabilité ou d'un audit énergétique pour les marchés CII et VGE.

[120] La Régie note que, même en tenant compte de l'augmentation de l'aide financière, le sous-volet de la portion « études » du volet *Études et implantation CII* (PE207 selon l'ancienne nomenclature) est non rentable selon le TCTR ratio, sur toute la durée du Plan directeur. Toutefois, la Régie considère que l'offre de ce sous-volet demeure pertinente puisqu'il permet aux clients du secteur CII de repérer des mesures en efficacité énergétique adaptées à leur contexte, d'autant plus que certaines d'entre elles peuvent être admissibles au sous-volet « implantation » de ce marché (PE208).

**[121] La Régie approuve l'augmentation de l'aide financière des sous-volets de la portion « études » du volet *Études et implantation CII et VGE*, soit les programmes PE207 et PE211 selon l'ancienne nomenclature, afin qu'elle couvre au maximum 50 % des coûts de la réalisation des études de faisabilité, jusqu'aux plafonds de 25 000 \$ et 50 000 \$, respectivement, pour les marchés CII et VGE<sup>82</sup>.**

**[122] Enfin, la Régie approuve les cinq sous-volets des portions « études » et « implantation » des volets *Études et implantation CII et VGE*, soit les programmes PE207, PE211, PE208, PE218 et PE219, selon l'ancienne nomenclature, sur la base des informations présentées par Énergir quant aux modalités en vigueur et proposées ainsi que des paramètres et autres données prévisionnelles fournies aux fiches de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037, aux pages 18 à 23<sup>83</sup>.**

### ***Volets pilotes Thermostats intelligents – petits clients CII et Système de gestion de l'énergie – industriel***

[123] La Régie est d'avis que les nouveaux volets proposés sont pertinents dans le contexte actuel et peuvent contribuer à l'atteinte des cibles à l'horizon 2023.

[124] Pour le nouveau volet pilote *Système de gestion de l'énergie - industriel*, la Régie est d'avis, comme le ROEE, qu'un taux d'opportunité de 0 % est sous-estimé. Toutefois, le taux que cet intervenant propose, soit 20 %, est surévalué. En attente d'une évaluation pour ce volet, la Régie retient un taux d'opportunité de 5 %.

---

<sup>82</sup> Pièce [A-0022](#), p. 34.

<sup>83</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 18 à 23.

[125] La Régie approuve les nouveaux volets pilotes *Thermostats intelligents – petits clients CII* et *Système de gestion de l'énergie – industriel*, sur la base des informations présentées par Énergir quant à leurs modalités, leurs paramètres et les autres données prévisionnelles des fiches de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037, aux pages 14 et 25<sup>84</sup>, à l'exception du taux d'opportunité du volet *Système de gestion de l'énergie – industriel* que la Régie fixe à 5 %, en attente des résultats de son évaluation.

### *Élargissement du volet Préchauffage solaire*

[126] La Régie constate qu'Énergir présente les prévisions fusionnées du volet *Préchauffage solaire*, peu importe l'application visée. Elle constate également que ces applications, soit le préchauffage solaire de l'air pour les procédés et le préchauffage solaire de l'eau, visent des fluides caloporteurs et des applications distinctes entre elles et par rapport au préchauffage solaire de l'air pour le chauffage de l'espace. La Régie est d'avis que ces distinctions peuvent se traduire par des paramètres différents de ceux du volet non élargi, notamment, au niveau des économies, des surcoûts et des coûts évités.

[127] La Régie rejette la demande d'élargissement proposée par Énergir dans le cadre du volet *Préchauffage solaire* (PE234 selon l'ancienne nomenclature). La Régie approuve le volet non élargi *Préchauffage solaire - air pour le chauffage de l'espace*, sur la base des informations présentées par Énergir quant aux modalités, aux paramètres et autres prévisions de la fiche de la pièce C-Énergir-0052, page 48<sup>85</sup>.

[128] La Régie demande à Énergir d'inclure dans le programme englobant *Énergie Renouvelable* (67.3), à partir de 2020, un nouveau volet pilote *Préchauffage solaire - procédés et eau* et de l'évaluer en même temps que le volet *Préchauffage solaire - air pour le chauffage de l'espace*. La Régie demande à Énergir d'utiliser comme hypothèse de départ les mêmes paramètres, la même aide financière unitaire ainsi que les mêmes frais d'exploitation que ceux de la fiche du volet *Préchauffage solaire - air pour le chauffage de l'espace* de la pièce C-Énergir-0052, page 48. La Régie demande à Énergir de retenir la différence entre la participation prévue à la fiche de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037, page 26<sup>86</sup> et celle prévue à la fiche de la pièce C-Énergir-0052, page 48.

---

<sup>84</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 14 et 25.

<sup>85</sup> Pièce [C-Énergir-0052](#), p. 48.

<sup>86</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 26.

***Volets Thermostats électroniques programmables et intelligents et Combo à condensation (résidentiel)***

***Volets Chaudières à efficacité intermédiaire et Chauffe-eau à condensation (CII)***

[129] La Régie constate que les prévisions des volets du secteur résidentiel *Thermostats électroniques programmables et intelligents* et *Combo à condensation*, ainsi que celles des volets du secteur CII, *Chaudières à efficacité intermédiaire* et *Chauffe-eau à condensation*, fusionnent les informations pour les deux types d'appareils efficaces offerts. Ainsi, les prévisions relatives aux thermostats programmables et aux thermostats intelligents, aux systèmes combo satisfaisant à la norme P.9 et ceux ne satisfaisant pas à cette norme, ainsi qu'aux chaudières à efficacité intermédiaire à eau chaude et aux chaudières à efficacité intermédiaire à vapeur<sup>87</sup>, sont fusionnés.

[130] La Régie constate que le tableau présenté par Énergir en suivi du paragraphe 149 de la décision D-2018-096<sup>88</sup>, pour le volet *Thermostats électroniques programmables et intelligents*, ventile certains paramètres et données. Toutefois, ce tableau ne permet pas à la Régie d'apprécier les prévisions individuelles des coûts totaux et des économies. Elle constate également que le dernier rapport d'évaluation de 2014 n'inclut pas les thermostats intelligents, qui ont été ajoutés par la suite au volet<sup>89</sup>.

[131] Énergir présente, en réponse à une DDR, un tableau ventilant par appareil offert, la plupart des prévisions qui se retrouvent dans la fiche du volet *Combo à condensation*. Au présent dossier, Énergir propose d'inclure les systèmes combo satisfaisant la norme P.9 dans un projet pilote dont les hypothèses de départ ont été estimées lors de la dernière évaluation des systèmes combo ne satisfaisant pas ladite norme. Cette évaluation recommandait toutefois un suivi des mécanismes de performance de ce type de système<sup>90</sup>. Le déploiement des systèmes combo satisfaisant la norme P.9 n'a donc pas encore fait l'objet d'une évaluation.

[132] L'évaluation du volet *Chaudières à efficacité intermédiaire* démontre que les chaudières à vapeur représentent une faible proportion des appareils installés dans le cadre du volet (moins de 1 %). Cette évaluation inclut tout de même des analyses distinctes pour

---

<sup>87</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 2, 5, 8 et 10.

<sup>88</sup> Pièce [C-Énergir-0038](#), p. 14.

<sup>89</sup> Suivi 2015 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, [Évaluation du PE103](#).

<sup>90</sup> Pièce [C-Énergir-0041](#), p. 22, et Suivi 2015 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, [Évaluation du PE123](#), p. 41.

ces appareils, car les capacités des chaudières à vapeur sont élevées par rapport à celles des chaudières à eau chaude, ce qui fait rapidement varier les paramètres du volet. Énergir indique qu'elle réalise des travaux depuis 2018 pour développer une offre spécifique aux chaudières à vapeur<sup>91</sup>.

[133] Considérant qu'Énergir indique que les prévisions d'un volet reposant sur l'offre de deux appareils ayant des paramètres d'impact énergétique et des coûts distincts ne peuvent être départagées, la Régie retient l'idée de créer des volets distincts.

[134] **Sur la base des informations présentées par Énergir quant aux modalités, aux paramètres et autres prévisions des fiches de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037, aux pages 2, 5, 8 et 10<sup>92</sup>, la Régie approuve les volets *Thermostats électroniques programmables et intelligents, Combo à condensation, Chaudières à efficacité intermédiaire et Chauffe-eau à condensation* jusqu'au 30 septembre 2019.**

[135] **La Régie demande à Énergir qu'à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2019, le volet *Thermostats électroniques programmables et intelligents* soit remplacé par deux volets distincts visant les thermostats programmables et les thermostats intelligents. La Régie approuve ces deux volets sur la base des informations de la pièce C-Énergir-0038, page 14<sup>93</sup> et de la fiche de la pièce C-Énergir-0052, page 14<sup>94</sup>. Les évaluations de ces deux volets devront être effectuées la même année que prévue initialement par Énergir pour le volet original *Thermostats électroniques programmables et intelligents*.**

[136] **La Régie demande à Énergir qu'à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2019, le volet *Combo à condensation* soit remplacé par deux volets distincts. Le premier volet devra viser les systèmes combo qui satisfont à la norme P.9 (volet pilote) et le second devra viser ceux qui ne satisfont pas à cette norme. La Régie approuve ces deux volets sur la base des informations du tableau de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037 à la page 5<sup>95</sup>. Les évaluations de ces deux volets devront être effectuées la même année que prévue initialement par Énergir pour le volet original *Combo à condensation*.**

---

<sup>91</sup> Pièce [A-0022](#), p. 25, et Suivi 2018 des évaluations des programmes du PGEE d'Énergir, [Évaluation des PE202 et PE210](#), p. 48.

<sup>92</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 2, 5, 8 et 10.

<sup>93</sup> Pièce [C-Énergir-0038](#), p. 14.

<sup>94</sup> Pièce [C-Énergir-0052](#), p. 14.

<sup>95</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 5.

[137] La Régie demande à Énergir qu'à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2019, le volet *Chaudières à efficacité intermédiaire* soit remplacé par deux volets distincts visant les chaudières à efficacité intermédiaire à eau chaude et les chaudières à efficacité intermédiaire à vapeur. La Régie approuve ces deux volets sur la base des informations de la fiche de l'Annexe de la pièce C-Energir-0037 à la page 8<sup>96</sup>, ainsi que sur les paramètres d'impact énergétique révisés lors de la dernière évaluation du volet original. Les évaluations de ces deux volets devront être effectuées la même année que celle prévue initialement par Énergir pour le volet original *Chaudières à efficacité intermédiaire*<sup>97</sup>.

[138] Enfin, la Régie demande à Énergir qu'à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2019, le volet *Chauffe-eau à condensation* soit remplacé par deux volets distincts visant les chauffe-eau à condensation à accumulation et les chauffe-eau à condensation instantanés. La Régie approuve ces deux volets sur la base des informations de la fiche de l'Annexe de la pièce C-Energir-0037 à la page 10<sup>98</sup>, ainsi que sur les paramètres d'impact énergétique révisés lors de la dernière évaluation du volet original. Les évaluations de ces deux volets devront être effectuées la même année que celle prévue initialement par Énergir pour le volet original *Chauffe-eau à condensation*<sup>99</sup>.

#### *Autres volets*

[139] La Régie considère que certains volets du PGEÉ qui peuvent contribuer à l'atteinte des cibles à l'horizon 2023, méritent d'être reconduits tel que présentés par Énergir.

[140] La Régie approuve donc les volets<sup>100</sup> : *Chaudières efficaces (PE111), Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113), Chaudières à condensation (PE210), Infrarouge (PE215), Hotte à débit variable (PE224), Aérotherme à condensation (PE225), Remise au point des systèmes mécaniques ou « Recommissioning » (projet-pilote) (PE226), Rénovation (PE233), Nouvelle construction (PE235), Innovation (PE220), Supplément ménages à faible revenu – résidentiel (PE126), Supplément ménages à faible revenu – CII (PE236), Sensibilisation résidentielle (PE106), Sensibilisation CII (PE204), Sensibilisation VGE (PE214), sur la base des informations*

---

<sup>96</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 8.

<sup>97</sup> Pièces [A-0025](#), p. 29 à 30, et Suivi 2018 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, [Évaluation des PE202 et PE210](#), p. vi.

<sup>98</sup> Pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 10.

<sup>99</sup> Pièces [A-0025](#), p. 29 et 30, et Suivi 2017 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir, [Évaluation du PE212](#), p. v.

<sup>100</sup> Entre parenthèses, l'ancienne nomenclature.

présentées par Énergir quant aux modalités, aux paramètres et autres prévisions des fiches de l'Annexe de la pièce C-Énergir-0037, aux pages 3, 4, 9, 11, 12, 13, 24, 15, 16, 27, 6, 7, 28, 29 et 30<sup>101</sup>, respectivement.

#### 4.4.3 PÉNÉTRATION DE MARCHÉ ET EFFETS DE DISTORSION

[141] La Régie rappelle que les évaluations de marché mesurent l'impact d'une activité ou d'un programme, tel que la notoriété, l'image et la satisfaction, sur le marché, tandis que les évaluations de transformation de marché évaluent l'impact à long terme des activités sur les structures de marché et sur les barrières à l'introduction de produits et de technologies en efficacité énergétique. Ce dernier type d'évaluation requiert une période d'au moins cinq ans<sup>102</sup>. Ainsi, la Régie note que les évaluations prévues aux volets du PGEÉ d'Énergir sont de type « évaluations de marché », d'« impact énergétique » et de « processus ». Les évaluations de marché proposées par Énergir incluent notamment la détermination d'un taux de pénétration de marché.

[142] La Régie note que lors des dernières évaluations de marché, révélant des taux de pénétration élevés pour les thermostats électroniques programmables du volet *Thermostat électronique programmable et intelligent*, pour les systèmes combo conventionnels ne satisfaisant pas la norme P.9 du volet *Combo à condensation*, pour les deux types de chauffe-eau du volet *Chauffe-eau à condensation affaires* et pour les chaudières des volets *Chaudières efficaces* et *Chaudières à condensation*, l'évaluation s'est limitée à présenter les conclusions de sondages visant les partenaires certifiés en gaz naturel. Ces derniers indiquent que ces taux de pénétration seraient moindres en l'absence de l'aide financière associée aux programmes.

[143] La Régie est d'avis que ces informations sont insuffisantes pour juger si ces volets ont effectivement transformé le marché et s'ils doivent être suivis, notamment, par des initiatives de sensibilisation ou par le rehaussement des normes et de l'étiquetage, suivant la courbe de Rogers<sup>103</sup>.

[144] Considérant que le taux de pénétration de marché est lié à une technologie efficace, la Régie est d'avis qu'il a lieu d'examiner l'obtention d'un faible taux de pénétration de

---

<sup>101</sup> Pièce C-Énergir-0037, Annexe, p. 3, 4, 9, 11, 12, 13, 24, 15, 16, 27, 6, 7, 28, 29 et 30.

<sup>102</sup> Décision D-2000-211, p. 19.

<sup>103</sup> Dossier R-9001-2017, pièce B-0076, p. 24 et S. de la Rue du Can *et al.* [Design of incentive programs for accelerating penetration of energy-efficient appliances](#). Energy Policy 72 (2014), p. 59 et 60.

marché pour les chauffe-eau sans réservoir à condensation du volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* et d'un taux de pénétration élevé pour les chauffe-eau sans réservoir à condensation du volet *Combo à condensation*. De plus, le taux d'opportunisme élevé observé pour le volet *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* justifie un examen plus approfondi de la transformation de marché. La Régie note par ailleurs que l'évaluation du volet *Chauffe-eau à condensation* CII détermine un seul taux de pénétration de marché, sans distinction quant à l'utilisation qui est faite du chauffe-eau.

[145] Enfin, en ce qui a trait à l'émergence de nouvelles technologies en efficacité énergétique, la Régie juge opportun, dans l'atteinte des cibles, de relativiser le principe favorisant l'émergence de nouvelles technologies en cessant de financer l'ancienne technologie.

[146] **La Régie demande à Énergir d'évaluer la transformation de marché pour la portion relative aux thermostats programmables du volet *Thermostats électroniques programmables et intelligents* (résidentiel), pour la portion relative aux systèmes combo ne satisfaisant pas à la norme P.9 du volet *Combo à condensation* (résidentiel), pour les deux types de chauffe-eau du volet *Chauffe-eau à condensation* (CII) et pour les volets *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* (résidentiel), *Chaudières efficaces* (résidentiel) et *Chaudières à condensation* (CII). Le traitement de ces évaluations sera précisé à la section 8.**

#### 4.4.4 CALENDRIER D'ÉVALUATION

[147] La Régie constate qu'Énergir prévoit, pour 2022, d'évaluer les volets *Infrarouge*, *Hotte à débit variable*, *Rénovation*, *Nouvelle construction*, *Recommissioning* et d'étudier le calcul du bénévolat<sup>104</sup>. En 2023, Énergir prévoit les évaluations des volets *Thermostats électroniques programmables et intelligents*, *Supplément MFR résidentiel* et *CII*, *Thermostats intelligents – petits clients affaires* (pilote), *SGÉ industriel* (pilote) (évaluation de processus), *Préchauffage solaire* et des cinq sous-volets des volets *Études et implantation CII* et *VGE*<sup>105</sup>. Le dépôt du PTÉ et de l'étude sur les coûts évités, est prévu pour le dossier tarifaire 2023.

---

<sup>104</sup> Présentement, examen administratif dédié.

<sup>105</sup> Pièce [A-0025](#), p. 29 à 30.

[148] La Régie note qu'une évaluation conjointe de deux sous-volets de la portion « études » du volet *Études et implantation* et des trois sous-volets de la portion « implantation » de ce dernier est également prévue en 2019. Un délai de quatre ans est prévu pour le prochain cycle d'évaluation de ces éléments. La Régie est d'avis qu'un tel délai n'est pas souhaitable, considérant le poids relatif de ces volets quant aux économies du PGEÉ d'Énergir, ainsi que du décalage entre la période évaluée, le délai d'évaluation et le dépôt des rapports.

[149] La Régie note que les évaluations des volets *Thermostats électroniques programmables et intelligents*, *Préchauffage solaire*, *Supplément MFR – résidentiel* et *Supplément MFR – CII*, également prévues en 2019 et 2023, impliquent un délai de quatre ans entre deux cycles d'évaluation.

**[150] La Régie demande à Énergir d'inverser dans son calendrier les évaluations prévues pour l'année 2023 avec celles prévues pour l'année 2022, à l'exception des études relatives au PTÉ et aux coûts évités.**

[151] Le traitement des évaluations et des études prévues par Énergir, incluant le PTÉ et l'étude des coûts évités, est détaillé à la section 8 de la présente décision.

#### **4.4.5 SUIVI DES DÉCISIONS**

[152] La Régie considère que le suivi de la décision D-2014-077<sup>106</sup>, en lien avec la prévision des montants à verser par programme, volet et sous-volet, en fonction des engagements pris avant l'année tarifaire ou prévus dans ladite année, ne s'avère plus nécessaire.

[153] En effet, d'une part, au présent dossier, la Régie doit se prononcer sur l'approbation des programmes, volets et sous-volets en efficacité énergétique des Distributeurs et sur l'apport financier nécessaire à leur réalisation, pour la durée du Plan directeur. D'autre part, lors des prochains dossiers tarifaires, les Distributeurs pourront proposer, le cas échéant, des ajustements à la marge.

[154] Enfin, la Régie définit à la section 9 certaines mesures accordant de la flexibilité aux Distributeurs quant à leurs programmes et mesures.

---

<sup>106</sup> Dossier R-3837-2013, décision [D-2014-077](#), p. 104, par. 433.

[155] **La Régie met fin au suivi prévu au paragraphe 433 de la décision D-2014-077.**

#### **4.4.6 APPORT FINANCIER**

[156] La Régie rappelle que par sa décision D-2018-158<sup>107</sup>, elle a approuvé un budget de 22 361 142 \$ pour le PGEÉ 2019 d'Énergir. Ce montant a été considéré dans la détermination de l'apport financier quinquennal que la Régie doit approuver. Par ailleurs, le budget du PGEÉ 2020 est présentement sous examen dans le cadre du dossier R-4076-2018.

[157] **La Régie approuve donc un apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous la responsabilité d'Énergir pour la durée du Plan directeur de 145 673 409 M\$<sup>108</sup>. La Régie devra tenir compte, aux fins de la fixation des tarifs, des apports financiers annuels qu'Énergir alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont elle est responsable en vertu du Plan directeur, soit pour les années 2020, 2021, 2022 et 2023, respectivement, 28,4 M\$, 29,8 M\$, 31,8 M\$ et 33,4 M\$, tel que prévu à l'alinéa 2 de l'article 49 de la Loi.**

## **5. PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ DE GAZIFÈRE.**

### **5.1 DEMANDE DE TEQ**

[158] Seize mesures sous la responsabilité de Gazifère sont incluses à l'annexe VI du Plan directeur<sup>109</sup>. Les prévisions quant à l'impact de ces mesures sur la réduction de la consommation d'énergie ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation sont présentés au Tableau 4.

---

<sup>107</sup> Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 98, par. 393 à 397.

<sup>108</sup> Budget quinquennal = 22 361 142 \$ pour 2019 + les totaux au Tableau 3 pour les années 2020 à 2023.

<sup>109</sup> Pièce [B-0005](#), p. 219 et 221.

**TABLEAU 4**  
**PRÉVISIONS DU PLAN DIRECTEUR 2018-2023**  
**PROGRAMMES SOUS LA RESPONSABILITÉ DE GAZIFÈRE**

Mesures	Réduction de la consommation énergétique (GJ)	Prévisions budgétaires (\$)
<b>Bâtiments résidentiels</b>		
47.3 Éconologis volet 2 (installation de thermostats programmables)	8	31 000
47.4 Thermostat intelligent	6 366	224 000
47.5 Chauffe-eau sans réservoir à condensation	1 334	243 000
47.6 Échangeur d'air avec récupération de chaleur	2 557	172 000
<b>Bâtiments commerciaux et institutionnels</b>		
67.5. Aérotherme à condensation	790	142 000
67.6 Chaudière à condensation	11 612	521 000
67.7 Unité de chauffage infrarouge	386	99 000
67.8 Combo hotte à débit variable et générateur d'air tempéré à condensation	17 585	315 000
67.9 Régulateur extérieur de mise en marche de chaudière	6 370	122 000
67.10 Étude de faisabilité	0	54 000
67.11 Appui aux initiatives – Aide à l'implantation	4 052	114 000
67.12 Appui aux initiatives – Optimisation énergétique	6 473	159 000
67.13 Supplément MFR	IND	53 000
67.14 Lave-vaisselle Energy Star HT-ST, BT-CM	1 040	106 000
67.15 Pulvérisateur de prérinçage à faible débit	3 130	135 000
67.16 Cuiseur à vapeur	445	96 000
<b>Total</b>	<b>62 148</b>	<b>2 586 000</b>

Tableau établi à partir de l'annexe VI du Plan directeur de la pièce [B-0005](#), p. 219 et 221.

## 5.2 POSITION DE GAZIFÈRE

[159] Pour élaborer ses prévisions, Gazifère s'est basée sur les paramètres des cas-types ainsi que sur les projections détaillées présentées sous forme de fiches dans le cadre de son PGEÉ 2019-2020<sup>110</sup>. Gazifère a toutefois révisé ses prévisions afin de partager les frais

<sup>110</sup> Pièce [C-GI-0006](#).

d'exploitation de son PGEÉ proportionnellement aux économies d'énergie escomptées. Les tableaux 5 et 6 présentent, pour chaque programme, les prévisions de Gazifère<sup>111</sup>.

**TABLEAU 5**  
**ÉCONOMIES DE GAZ NATUREL DES PROGRAMMES DE GAZIFÈRE**

Programme	Réduction nette de la consommation énergétique (m <sup>3</sup> )					
	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2018-23
47.3 Éconologis volet 2	472	94	0	0	0	<b>566</b>
47.4 Thermostat intelligent	s.o.	11 431	17 395	17 395	17 395	<b>63 616</b>
47.5 Chauffe-eau sans réservoir à condensation	4 418	7 344	10 972	10 972	10 972	<b>44 678</b>
47.6 Échangeur d'air avec récupération de chaleur	13 498	13 498	13 498	13 498	13 498	<b>67 490</b>
Chauffe-eau : Abaissement de la température	13 128	0	0	0	0	<b>13 128</b>
67.5. Aérotherme à condensation	4 169	4 169	4 169	4 169	4 169	<b>20 845</b>
67.6 Chaudière à condensation	61 293	80 970	80 970	80 970	80 970	<b>385 173</b>
67.7 Unité de chauffage infrarouge	2 037	2 037	2 037	2 037	2 037	<b>10 185</b>
67.8 Combo hotte à débit variable et générateur d'air tempéré à condensation	92 819	92 819	92 819	92 819	92 819	<b>464 095</b>
67.9 Régulateur extérieur de mise en marche de chaudière	33 625	33 625	33 625	33 625	33 625	<b>168 125</b>
67.10 Étude de faisabilité	0	0	0	0	0	<b>0</b>
67.11 Appui aux initiatives – Aide à l'implantation	53 475	53 475	53 475	53 475	53 475	<b>267 375</b>
67.12 Appui aux initiatives – Optimisation énergétique des bâtiments	85 414	85 414	21 067	21 067	21 067	<b>234 029</b>
67.13 Supplément MFR	0	0	0	0	0	<b>0</b>
67.14 Lave-vaisselle Energy Star HT-ST & BT-CM	s.o.	5 490	5 490	5 490	5 490	<b>21 960</b>
67.15 Pulvérisateur de prérinçage à faible débit	s.o.	16 520	16 520	16 520	16 520	<b>66 080</b>
67.16 Cuiseur à vapeur Energy Star	s.o.	2 348	2 348	2 348	2 348	<b>9 392</b>
Chauffe-eau commercial à condensation (à accumulation et sans réservoir)	s.o.	28 320	28 320	28 320	28 320	<b>113 280</b>
<b>TOTAL</b>	<b>364 348</b>	<b>437 554</b>	<b>382 705</b>	<b>382 705</b>	<b>382 705</b>	<b>1 950 017</b>

Tableau établi à partir de la pièce [C-GI-0034](#), p. 4 à 21.

<sup>111</sup> Pièce [C-GI-0034](#).

**TABLEAU 6**  
**PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES DU PGEÉ DE GAZIFÈRE**

Programme	Prévisions budgétaires (\$)					
	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2018-23
47.3 Éconologis volet 2	1 168	216	0	0	0	<b>1 384</b>
47.4 Thermostat intelligent	s.o.	16 433	28 207	28 999	29 276	<b>102 915</b>
47.5 Chauffe-eau sans réservoir à condensation	31 246	45 669	70 254	71 802	73 048	<b>292 019</b>
47.6 Échangeur d'air avec récupération de chaleur	23 091	20 525	23 009	23 645	23 883	<b>114 153</b>
Chauffe-eau : Abaissement de la température	8 161	0	0	0	0	<b>8 161</b>
67.5. Aérotherme à condensation	11 592	10 799	11 566	11 852	12 017	<b>57 826</b>
67.6 Chaudière à condensation	120 003	129 845	144 741	148 693	150 259	<b>693 541</b>
67.7 Unité de chauffage infrarouge	2 016	1 629	2 004	2 071	2 077	<b>9 797</b>
67.8 Combo hotte à débit variable et générateur d'air tempéré à condensation	99 889	82 246	99 321	102 520	102 956	<b>486 932</b>
67.9 Régulateur extérieur de mise en marche de chaudière	26 153	19 762	25 948	26 906	26 859	<b>125 628</b>
67.10 Étude de faisabilité	12 200	12 410	12 410	12 658	12 911	<b>62 589</b>
67.11 Appui aux initiatives – Aide à l'implantation	75 193	51 084	60 921	62 838	63 165	<b>313 201</b>
67.12 Appui aux initiatives – Optimisation énergétique des bâtiments	117 114	81 466	25 559	26 345	26 506	<b>276 990</b>
67.13 Supplément MFR	11 700	0	0	0	0	<b>11 700</b>
67.14 Lave-vaisselle Energy Star HT-ST & BT-CM	s.o.	4 469	5 479	5 661	5 678	<b>21 287</b>
67.15 Pulvérisateur de prérinçage à faible débit	s.o.	14 829	17 868	18 441	18 522	<b>69 660</b>
67.16 Cuiseur à vapeur Energy Star	s.o.	1 213	1 645	1 709	1 702	<b>6 269</b>
Chauffe-eau commercial à condensation (à accumulation et sans réservoir)	s.o.	69 122	74 332	76 189	77 220	<b>296 863</b>
<b>TOTAL</b>	<b>539 526</b>	<b>561 717</b>	<b>603 264</b>	<b>620 329</b>	<b>626 079</b>	<b>2 950 915</b>

Tableau établi à partir de la pièce [C-GI-0034](#), p. 4 à 21.

### **Considérations générales**

[160] Gazifère est confiante que les nouveaux programmes proposés, de même que ceux offerts depuis l'année 2018, gagneront en notoriété et prendront leur envol, favorisant ainsi l'atteinte des objectifs d'économies d'énergie prévues. Elle fait d'ailleurs valoir qu'elle a introduit une nouvelle structure de gestion à responsabilité partagée entre ses employés, qui favorisera l'atteinte des résultats du PGEÉ en assurant, notamment, une plus grande visibilité aux programmes d'efficacité énergétique. Enfin, Gazifère est d'avis que limiter

les programmes ou leurs budgets sur la base des seuls résultats historiques aurait pour effet de compromettre les efforts déjà consentis<sup>112</sup>.

[161] Gazifère propose les modifications suivantes, par rapport à son PGEÉ 2018 :

- Bâtiments résidentiels
  - Introduction du programme 47.4 *Thermostat intelligent*<sup>113</sup> ;
  - Abandon du programme *Chauffe-eau : Abaissement de température à partir de 2019*<sup>114</sup>;
  - Abandon du programme 47.3 *Éconologis volet 2 à partir de 2020. En 2019, un seul participant est prévu*<sup>115</sup>.
  
- Bâtiments commerciaux et institutionnels
  - Introduction du programme *Chauffe-eau commercial à condensation (à accumulation et sans réservoir)*;
  - Abandon du programme 67.13 *Supplément MFR*, à partir de 2019<sup>116</sup>.

### ***Programmes abandonnés***

[162] En ce qui a trait aux programmes qui seront abandonnés, Gazifère précise, pour le programme *Chauffe-eau : Abaissement de température*, qu'il « [...] ne rencontre pas les exigences du code du bâtiment ». De plus, Gazifère note la volonté de TEQ de jouer un rôle prépondérant dans la livraison des programmes destinés aux MFR. Ainsi, elle ne livrera plus le programme *Éconologis volet 2* destiné à cette clientèle. Ce programme sera repris par TEQ. Finalement, considérant l'absence de participation, Gazifère abandonne le programme *Supplément MFR*<sup>117</sup>.

---

<sup>112</sup> Pièce [C-GI-0027](#), p. 4 à 7.

<sup>113</sup> Pièce [C-GI-0005](#), p. 5.

<sup>114</sup> Pièce [C-GI-0006](#), p. 11.

<sup>115</sup> Pièce [C-GI-0006](#), p. 18 et 19.

<sup>116</sup> Pièce [C-GI-0006](#), p. 11.

<sup>117</sup> Pièces [C-GI-0006](#), p. 11 et 19, et [C-GI-0011](#), p. 6.

### ***Thermostat intelligent***

[163] Pour établir les prévisions du programme *Thermostat intelligent* (47.4), Gazifère a considéré, comme base de référence, un thermostat n'ayant pas de fonctionnalité adaptative liant la mise en marche des équipements de chauffage et de climatisation à la réponse dynamique de la résidence. Gazifère fait état d'une revue de littérature effectuée au Massachusetts sur les gains potentiels des thermostats intelligents (connectés et/ou adaptatifs). Elle indique que cette étude démontre une réduction de la charge de chauffage variant entre -3,9 % et 13,4 %.

[164] Gazifère indique qu'elle ne dispose pas d'information spécifique relative au comportement de sa clientèle quant à la réduction du point de consigne des thermostats existants, qu'ils soient programmables ou non. Cependant, tenant compte des informations disponibles, Gazifère est d'avis que l'hypothèse d'une réduction de 6 % de la demande de gaz naturel pour le chauffage pour l'ensemble des participants s'avère conservatrice.

[165] Enfin, Gazifère est d'avis que ce programme ne nuira pas au programme *Éconologis volet 2* (47.3), qui prévoit l'installation de thermostats programmables. Selon elle, les deux programmes peuvent très bien coexister, puisqu'ils ne visent pas la même clientèle. En effet, le programme *Éconologis volet 2* (47.3) ne vise que les MFR ayant participé au 1<sup>er</sup> volet du programme *Éconologis*, tandis que le programme *Thermostat intelligent* (47.4) vise l'ensemble de la clientèle résidentielle de Gazifère<sup>118</sup>.

### ***Chauffe-eau à condensation du secteur commercial***

[166] Pour établir les prévisions de ce programme, Gazifère s'est basée sur le taux de participation réelle de son ancien programme *Chauffe-eau à condensation*, auquel elle a appliqué une augmentation de 20 % pour tenir compte du fait que l'aide financière sera augmentée. Gazifère indique également s'être basée sur la proportion des chauffe-eau à accumulation (61 %) et sans réservoir (39 %) installés dans le cadre du programme d'Énergir *Chauffe-eau à condensation* (PE212, selon l'ancienne nomenclature). Gazifère prévoit également recueillir dès maintenant certaines données auprès des participants au programme, aux fins de l'évaluation de processus prévue pour 2022<sup>119</sup>.

---

<sup>118</sup> Pièce [C-GI-0011](#), p. 8, 11 et 12.

<sup>119</sup> Pièce [C-GI-0006](#), p. 59.

### ***Chauffe-eau sans réservoir à condensation (47.5)***

[167] En ce qui a trait aux programmes reconduits, Gazifère précise que le programme pilote *Chauffe-eau sans réservoir à condensation (47.5)*<sup>120</sup> est un programme structurant et que beaucoup de ses paramètres restent à évaluer, dont le taux d'opportunisme et le surcoût<sup>121</sup>. Les paramètres de ce programme ont cependant déjà été présentés dans le cadre de la demande relative au PGEÉ 2018, dont le budget a été approuvé<sup>122</sup>.

#### **5.2.1 TAUX D'OPPORTUNISME, TAUX D'ENTRAÎNEMENT ET EFFETS DE BÉNÉVOLAT**

[168] Gazifère précise que, pour mesurer les effets de distorsion, elle a jusqu'à maintenant retenu une approche comparative avec d'autres distributeurs mais exclusivement pour le taux d'opportunisme. Ces taux d'opportunisme, pour un même type de programme, sont plus facilement transférables d'un distributeur à un autre, mais qu'il en va autrement pour les effets d'entraînement et de bénévolat.

[169] Les économies d'énergie prévues par Gazifère pour ses différents programmes tiennent donc compte de taux d'opportunisme, mais n'intègrent pas d'effets d'entraînement et de bénévolat. Gazifère mentionne qu'afin de demeurer conservatrice et d'éviter une surévaluation de ces effets, elle pourrait estimer et inclure une portion des effets d'entraînement et de distorsion évalués pour des programmes similaires chez Énergir<sup>123</sup>.

#### **5.2.2 CALENDRIER D'ÉVALUATION**

[170] Gazifère présente son *Plan d'évaluation 2019-2023*<sup>124</sup> et précise les périodes couvertes par les évaluations périodiques d'impact énergétique et de processus, ainsi que le cadre de dépôt et de mise à jour des paramètres révisés. Gazifère prévoit certaines étapes liées à la collecte des données ainsi qu'un exercice, réalisé au moment du rapport annuel,

---

<sup>120</sup> Pièce [C-GI-0005](#), p. 7.

<sup>121</sup> Pièce [A-0138](#), p. 11, 60 et 61.

<sup>122</sup> Dossier R-4003-2017 Phase 2, décision [D-2017-133](#), p. 40.

<sup>123</sup> Pièce [C-GI-0033](#), p. 9 et 10.

<sup>124</sup> Pièce [C-GI-0014](#).

d'« [é]valuation des économies réelles, révision des coûts incrémentaux et révision du calcul du TCTR [...] » à partir de la révision des cas-types.

[171] Compte tenu de sa taille, Gazifère ne croit pas pertinent d'inclure, dans ses évaluations d'impacts, la détermination du taux de pénétration de marché<sup>125</sup>. Gazifère n'évalue pas non plus le PTÉ.

### 5.3 POSITION DES INTERVENANTS

[172] L'ACEFO soumet que les prévisions budgétaires de Gazifère sont en hausse par rapport aux résultats historiques des trois dernières années. Ces hausses, jumelées à un dépassement du double du budget autorisé, ne peuvent être jugées raisonnables. De plus, l'intervenante indique que Gazifère pourrait offrir des programmes destinés aux MFR<sup>126</sup>.

[173] L'ACIG-AQCIE-CIFQ indique que les mesures prises par Gazifère démontrent sa volonté d'atteindre les économies d'énergie prévues. Dans ce contexte, l'intervenant recommande d'autoriser l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous sa responsabilité<sup>127</sup>.

[174] La FCEI recommande l'adoption des programmes CII sous réserve des efforts à déployer quant à la segmentation du marché et au financement<sup>128</sup>.

[175] Le GRAME est d'avis qu'une hausse graduelle de la participation annuelle serait plus réaliste pour l'atteinte des objectifs d'économie d'énergie de Gazifère<sup>129</sup>.

[176] OC et le RNCREQ, qui présentent une preuve commune, recommandent à la Régie, avec certaines réserves, d'approuver les programmes et les mesures sous la responsabilité de Gazifère ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation. Ses réserves visent l'abandon du programme *Supplément MFR*, le différentiel de l'aide financière observé avec Énergir pour le programme *Chauffe-eau sans réservoir à condensation*, la promotion

---

<sup>125</sup> Pièce [C-GI-0033](#), p. 2 et 12.

<sup>126</sup> Pièces [A-0155](#), p. 231 et 232, et [A-0142](#), p. 209.

<sup>127</sup> Pièce [A-0142](#), p. 132.

<sup>128</sup> Pièce [A-0153](#), p. 105.

<sup>129</sup> Pièce [A-0155](#), p. 191.

additionnelle d'appareils intelligents ainsi qu'une collaboration plus étroite entre les Distributeurs et TEQ. Les intervenants considèrent que, malgré l'approche structurante visant les MFR qu'entend développer TEQ, les Distributeurs ont un rôle important à jouer, notamment dans l'identification de cette clientèle<sup>130</sup>.

[177] Le RTIEÉ mentionne que la Régie devrait approuver l'ensemble des programmes et des mesures présentées par Gazifère et propose que cette dernière maintienne son offre aux MFR à partir de 2020<sup>131</sup>.

#### 5.4 OPINION DE LA RÉGIE

[178] Selon les calculs effectués par la Régie à partir des données fournies individuellement pour chacun des programmes de Gazifère<sup>132</sup>, le PGEÉ est rentable selon les tests TP<sup>133</sup> et TCTR qui totalisent respectivement 12,6 M\$ et 3,5 M\$. D'autre part, le TNT totalise - 5,9 M\$. **La Régie se déclare satisfaite des résultats de ces tests et juge que l'impact anticipé sur les tarifs est raisonnable.**

[179] La Régie note que les programmes *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* (47.5), *Étude de faisabilité* (67.10) et *Pulvérisateur de pré-rinçage à faible débit* (67.15) sont non rentables sur la durée du Plan directeur. En effet, le TCTR ratio du programme *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* (47.5) varie entre 0,30 et 0,49 et le TCTR du programme *Étude de faisabilité* (67.10), est de (19856 \$) en 2018 et de (20 066 \$) annuellement, à partir de 2019. La Régie juge que la rentabilité de ces deux programmes pourrait évoluer positivement, en fonction des résultats réellement obtenus. Pour le programme *Pulvérisateur de pré-rinçage à faible débit* (67.15), la Régie observe que le TCTR ratio est relativement proche de l'équilibre avec des valeurs autour de 0,8 en 2020 et 2021 et de 0,91 en 2019 et 2022.

[180] La Régie observe également que le TCTR ratio du programme *Aérotherme à condensation* (67.5) est supérieur à 1 dès la seconde année du Plan et celui du programme *Chauffe-eau commercial à condensation (à accumulation et sans réservoir)* est très proche de l'équilibre entre 2019 et 2021 (variant entre 0,93 et 0,97), et devient légèrement

---

<sup>130</sup> Pièce [C-OC-0025](#), p. 22, 27, 28, 32 et 33.

<sup>131</sup> Pièce [A-0150](#), p. 116 et 118.

<sup>132</sup> Pièce [C-GI-0034](#).

<sup>133</sup> Pour l'année 2018, les valeurs du test TP ne sont pas présentées.

supérieur à 1 en 2022. La rentabilité globale des programmes *Pulvérisateur de pré-rinçage à faible débit* (67.15), *Aérotherme à condensation* (67.5) et *Chauffe-eau commercial à condensation (à accumulation et sans réservoir)*, semble donc assurée.

[181] D'un autre côté, la Régie constate que pour établir les cas-types de son programme *Thermostat intelligent* (47.4), Gazifère a utilisé la presque totalité des paramètres du programme équivalent chez Énergir, sauf pour les économies unitaires qu'elle rehausse sans préciser les motifs pour lesquels les paramètres d'Énergir ne seraient pas applicables. Dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, lorsque Gazifère retiendra, le cas échéant, certains paramètres d'un programme équivalent chez un autre distributeur gazier, la Régie s'attend à ce qu'elle explique les motifs pour lesquels les autres paramètres ne seraient pas applicables à son contexte.

[182] La Régie note également que plusieurs intervenants soulignent l'importance de maintenir les programmes offerts aux MFR, ainsi que les efforts déployés dans le passé par Gazifère dans ce segment de marché. La Régie note cependant l'intérêt de TEQ à poursuivre le travail auprès des MFR. **Dans ce contexte, la Régie prend acte de l'abandon du programme *Supplément MFR* (67.13) par Gazifère à partir de 2019. La Régie prend également acte de l'abandon du programme *Econologis volet 2* (47.3) par Gazifère à partir de 2020.**

[183] Selon plusieurs intervenants, les prévisions de Gazifère apparaissent optimistes, considérant l'historique de ses performances. Toutefois, Gazifère explique cette sous-performance et précise les moyens mis en œuvre pour atteindre de meilleurs résultats. La Régie croit donc que les prévisions de Gazifère sur l'horizon du Plan sont ambitieuses mais atteignables.

[184] **La Régie approuve les programmes et les mesures sous la responsabilité de Gazifère pour la période couverte par le Plan directeur, tels que présentés aux pièces C-GI-0034<sup>134</sup> et C-GI-0006<sup>135</sup>.**

---

<sup>134</sup> Pièce [C-GI-0034](#).

<sup>135</sup> Pièce [C-GI-0006](#).

[185] La Régie rappelle qu'elle a approuvé un budget de 549 527 \$<sup>136</sup> pour le PGEÉ 2018 de Gazifère<sup>137</sup>. **La Régie approuve un apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous la responsabilité de Gazifère de 2,95 M \$ à l'horizon du Plan directeur, tenant compte du budget déjà approuvé. La Régie devra tenir compte des budgets annuels requis par Gazifère qu'elle alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont elle est responsable en vertu du Plan directeur pour 2019, 2020, 2021 et 2022, soit de 561,7 k\$, 603,26 k\$, 620,3 k\$ et 626,1 k\$, tel que prévu à l'alinéa 2 de l'article 49 de la Loi, aux fins de la fixation des tarifs.**

[186] Par ailleurs, la Régie observe que les résultats du TCTR et du TCTR ratio sont influencés par la façon dont les frais d'exploitation sont considérés. **En conséquence, la Régie demande à Gazifère d'inclure les frais d'exploitation de son PGEÉ, au prorata des économies d'énergie, dans le calcul des tests économiques, à moins que Gazifère propose une meilleure approche.**

[187] **Étant donné la difficulté de transposer les effets d'entraînement et de bénévolat d'un distributeur à un autre, la Régie rejette la proposition de Gazifère d'estimer et d'inclure une portion de ces effets évalués pour des programmes similaires chez Énergir, à ses propres programmes et mesures.**

[188] Par ailleurs, le calendrier d'évaluation proposé par Gazifère sera traité à la section 8 de la présente décision.

## 6. PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ D'HQD

### 6.1 DEMANDE DE TEQ

[189] Vingt et un mesures sous la responsabilité d'HQD sont incluses à l'Annexe VI du Plan directeur<sup>138</sup>. La liste de ces mesures, les prévisions quant à leur impact sur la réduction

---

<sup>136</sup> Ce montant diffère du montant total prévu dans le Complément de preuve de Gazifère pour l'année 2018 (colonne 1 du Tableau 6). En effet, les programmes 67.14 *Lave-vaisselle Energy Star HT-ST & BT-CM*, 67.15 *Pulvérisateur de prérinçage à faible débit* et 67.16 *Cuiseur à vapeur Energy Star* n'ont pas été lancés en 2018 comme prévu par Gazifère. Ainsi, la différence de 10 000 \$ correspond aux aides financières pour ces programmes.

<sup>137</sup> Dossier R-4003-2017 Phase 2, décision [D-2017-133](#), p. 35.

<sup>138</sup> Pièce [B-0005](#), p. 213 à 229.

de la consommation d'énergie et l'apport financier nécessaire à leur réalisation sont présentés au Tableau 7.

**TABLEAU 7**  
**PRÉVISIONS DU PLAN DIRECTEUR 2018-2023**  
**PROGRAMMES SOUS LA RESPONSABILITÉ D'HYDRO-QUÉBEC**

<b>Programmes</b>	<b>Réduction de la consommation énergétique (GJ)</b>	<b>Réduction des produits pétroliers (L)</b>	<b>Prévisions budgétaires (M\$)</b>
<b>Transport routier</b>			
8.2 <i>Accélérer le déploiement des infrastructures de recharge rapide</i>	DC	DC	45
<b>Transport de personnes</b>			
19.2 <i>Lancer une campagne pour informer et sensibiliser la population au sujet de la voiture électrique</i>	-	-	DC
<b>Industrie</b>			
37.1 <i>Gestion de la demande de puissance (affaires)</i>	DC	DC	DC
38.1 <i>Programme Produits agricoles efficaces</i>	216 000	-	15
38.2 <i>Programme Systèmes industriels</i>	2 502 000	-	85
<b>Bâtiment résidentiel</b>			
47.7 <i>Sensibilisation Mieux consommer</i>	1 049 400	-	13,1
47.8 <i>Résidentiel Programme Mieux consommer</i>	1 974 600	-	12,9
47.9 <i>Offre de Programmes Ménages à faible revenu</i>	36 180	-	25
49.3 <i>Gestion de la demande de puissance</i>	IND	-	18,7
<b>Bâtiment commercial et institutionnel</b>			
67.17 <i>Programme Bâtiments</i>	2 556 000	-	105
67.18 <i>Gestion de la demande de puissance (affaires)</i>	IND	-	116,3
67.19 <i>Projets urbains innovants</i>	27 000	-	5,65
<b>Réseaux autonomes</b>			
77.1 <i>Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes</i>	-	-	0,23
78.1 <i>Mettre en place des projets de démonstration technologique en réseaux autonomes</i>	-	-	DC
78.2 <i>Utilisation d'énergie renouvelable pour le chauffage de l'eau et des espaces</i>	-	-	DC

<b>Programmes</b>	<b>Réduction de la consommation énergétique (GJ)</b>	<b>Réduction des produits pétroliers (L)</b>	<b>Prévisions budgétaires (M\$)</b>
79.1 <i>Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone</i>	-	7 188 000	155
82.1 <i>Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) en réseaux autonomes</i>	499 297	11 750 000	DC
82.2 <i>Déployer toutes les mesures d'économie d'énergie rentables et commercialement acceptables pour la clientèle incluant la sensibilisation</i>	72 000	IND	30
<b>Bioénergies</b>			
89 <i>Évaluer la possibilité d'utiliser la bioénergie dans les réseaux autonomes</i>	DC	DC	DC
<b>Innovation</b>			
96.4 <i>Programme de démonstration technologique et commerciale et activités en R&amp;D du Laboratoire des technologies de l'énergie</i>	-	-	40
<b>Sensibilisation</b>			
128.3 <i>Lancer une campagne d'éducation et de sensibilisation grand public sur la voiture électrique</i>	DC	DC	11
<b>Total</b>	<b>8 932 477</b>	<b>18 938 000</b>	<b>677,88</b>

Tableau établi à partir de la pièce [B-0005](#), p. 213 à 229.

Note : DC correspond à un impact ou budget déjà comptabilisé dans une autre mesure du Plan directeur; IND correspond à un impact indéterminé; - correspond à une mesure structurante (effets à long terme).

## 6.2 PROPOSITION D'HQD

[190] Dans sa décision D-2019-025, la Régie détermine que :

« [...] les mesures 77.1, 78.1, 78.2, 79.1, 82.1 et 89 ne sont pas visées par l'alinéa 1 de l'article 85.41 de la Loi. Ces mesures s'inscrivent dans la stratégie du Distributeur relative aux réseaux autonome que la Régie a déjà approuvé dans sa décision D-2017-140 à l'occasion de l'examen de son Plan d'approvisionnement 2017-2026 »<sup>139</sup>.

<sup>139</sup> Décision [D-2019-025](#), p. 15, par. 49.

[191] Dans la même décision, aux paragraphes 51 et 52, la Régie détermine que les mesures 8.2 et 37.1 (identique à la mesure 67.18) font l'objet d'un examen distinct dans le cadre d'autres dossiers et que ce faisant, ces mesures, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation n'ont pas à être approuvés dans le cadre du présent dossier<sup>140</sup>.

[192] La Régie constate que les mesures 19.2 et 128.3 sont portées par le Circuit électrique et que les sommes liées à ces mesures proviennent du Fonds vert<sup>141</sup>. Considérant que le Circuit électrique n'est pas un distributeur d'énergie, tel que défini à l'article 7 de la LTEQ, la Régie conclut que ces mesures n'ont pas à être approuvées en vertu de l'alinéa 1 de l'article 85.41 de la Loi.

[193] En complément de preuve, HQD présente ses programmes du secteur affaires et du secteur résidentiel, incluant notamment ses prévisions budgétaires et d'économies d'énergies annuelles envisagées sur l'horizon du Plan directeur<sup>142</sup>. Seuls les programmes 38.1, 38.2, 47.7, 47.8, 47.9, 49.3, 67.17, 67.18, 67.19, 82.2 et 96.4 se trouvent dans le complément de preuve, conformément à la décision D-2019-025. Les prévisions annuelles d'HQD y sont présentées pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre, ce qui correspond au format utilisé habituellement dans ses demandes tarifaires<sup>143</sup>.

[194] Le Tableau 8 présente les prévisions budgétaires et les économies nettes des programmes sous la responsabilité d'HQD, tels que soumis dans le complément de preuve.

[195] HQD indique que ces prévisions :

*« [...] budgétaires et énergétiques (nombre de participants ou projets, gain unitaire, effets de marché) pour les années 2018-2023 sont basées sur les informations disponibles au moment de la préparation du Plan directeur, soit au printemps 2018 »<sup>144</sup>.*

[196] HQD précise également que ces prévisions démontrent « [...] l'intention du Distributeur de maintenir ses efforts sur l'horizon du Plan directeur [...] » et « constituent une juste appréciation des économies d'énergie électrique qu'il prévoit générer sur cet

---

<sup>140</sup> Décision [D-2019-025](#), p. 16 et 17, par. 51 et 52.

<sup>141</sup> Pièce [C-HQD-0041](#), p. 4.

<sup>142</sup> Pièces [B-0068](#), [B-0104](#) et [C-HQD-0009](#), p. 6.

<sup>143</sup> Pièce [B-0065](#), p. 2.

<sup>144</sup> Pièce [C-HQD-0016](#), p. 8.

horizon sachant que des modifications peuvent être requises annuellement pour s'adapter à l'évolution du marché et des technologies, notamment »<sup>145</sup>.

**TABLEAU 8**  
**PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES, D'ÉCONOMIES NETTES D'ÉNERGIE (GWh)**  
**ET DE PUISSANCE NETTE AJOUTÉE (MW)**  
**POUR LES PROGRAMMES ET MESURES SOUS LA RESPONSABILITÉ D'HQD,**  
**TELS QUE SOUMIS DANS LE COMPLÉMENT DE PREUVE**

Programmes et mesures	2018		2019		2020		2021		2022		Total	
	GWh	M\$										
38.1 Programme Produits agricoles efficaces	12	3,4	12	3,4	12	3,4	12	3,4	12	3,4	60	17
38.2 Systèmes industriels (OIEÉSI)	139	16,9	139	16,9	139	16,9	139	16,9	139	16,9	695	84,5
47.7 Sensibilisation Mieux consommer	58	2,6	58	2,6	58	2,6	58	2,6	58	2,6	291,5	13,0
47.8 Résidentiel Programme Mieux consommer	109,7	2,6	109,7	2,6	109,7	2,6	109,7	2,6	109,7	2,6	548,5	13,0
47.9 Offre de Programmes Ménages à faible revenu	2,0	4,9	2,0	4,9	2,0	4,9	2,0	4,9	2,0	4,9	10	24,5
67.17 Bâtiments (OIEÉB)	142	20,7	142	20,7	142	20,7	142	20,7	142	20,7	710	103,5
67.19 Développement urbain durable (DUD)	1,5	1,1	1,5	1,1	1,5	1,1	1,5	1,1	1,5	1,1	7,5	5,5
82.2 RA – Améliorer les programmes sur l'utilisation efficace de l'énergie	3,9	6,0	3,9	6,0	3,9	6,0	3,9	6,0	3,9	6,0	19,5	30,0
96.4 Innovations technologiques et commerciales	0,5	8	0,5	8	0,5	8	0,5	8	0,5	8	2,5	40,0
<b>Programmes et mesures</b>	<b>MW</b>	<b>M\$</b>										
49.3 Gestion de la demande de puissance	1,8	3,7	1,8	3,7	1,8	3,7	1,8	3,7	1,8	3,7	9	18,5
<b>Activités communes</b>		5,60		5,60		5,60		5,60		5,60		28

Tableau établi à partir des pièces [B-0068](#) et [B-0104](#).

<sup>145</sup> Pièce [C-HQD-0016](#), p. 8.

[197] Dans le cadre de l'aspect 2 :

« [...] le Distributeur demande à ce que ses programmes et mesures soient en efficacité énergétique approuvés sur un horizon de 5 ans ainsi que le budget associé de 501 M\$ (incluant les budgets de GDP Affaires à ajuster selon la décision à venir dans le dossier R-4041-2018) »<sup>146</sup>.

[198] HQD indique, pour 2019, que le résultat du TCTR pour l'ensemble de ses interventions est de 5,53 ¢/kWh actualisé, que le TP est de 6,98 ¢/kWh actualisé, tandis que le TNT est légèrement négatif, avec une valeur de -0,31 ¢/kWh actualisée. Pour deux programmes présentant des TCTR négatifs, HQD précise que :

« Les programmes Offre aux ménages à faible revenu (MFR) et le programme Soutien aux projets DUD visent des segments de marché ciblés ou requièrent des approches spécifiques.

L'Offre aux ménages à faible revenu présente un TCTR négatif considérant les investissements requis pour atteindre un taux de pénétration important des mesures ciblées dans ce segment de marché. À cet effet, la Régie a d'ailleurs reconnu que le TCTR puisse être négatif pour les programmes destinés aux MFR.

Le programme Soutien aux projets DUD s'adresse aux segments des promoteurs, constructeurs ou municipalités pour des projets majeurs qui intègrent des principes de développement urbain durable. Le Distributeur s'assure que le TCTR est positif pour qu'un projet soit admis au programme. Toutefois, ces projets sont peu nombreux et se déploient sur plusieurs années créant ainsi un mésappariement des budgets et des gains énergétiques d'où le TCTR négatif [...] »<sup>147</sup>.

[199] HQD présente à titre indicatif le calendrier des suivis et des évaluations pour la période 2019 à 2023<sup>148</sup>. Elle précise également les périodes couvertes par les évaluations et suivis de programmes<sup>149</sup>.

[200] HQD précise la façon dont elle envisage procéder lors des dossiers tarifaires, en ce qui a trait au budget de ses programmes et mesures sur la durée du Plan directeur :

---

<sup>146</sup> Pièce [C-HQD-0060](#), p. 5, par. 27 et 28.

<sup>147</sup> Pièce [C-HQD-0009](#), p. 6.

<sup>148</sup> Pièce [C-HQD-0037](#), p. 25.

<sup>149</sup> Pièce [C-HQD-0055](#), p. 3.

« Bien, chaque année, on va devoir faire approuver notre budget d'intervention en efficacité énergétique parce qu'il s'agit d'un facteur Y, donc, qui va être examiné isolément et effectivement, dans la mesure où on peut prévoir une augmentation de budget, [...] et quand on en aura discuté avec TEQ et qu'on aura convenu ensemble d'une façon de le présenter à la Régie, ça devrait être reflété dans le budget qu'on présentera à la Régie pour l'année suivante »<sup>150</sup>.

[201] Le programme *Sensibilisation Mieux Consommer* (47.7) regroupe la mesure *Sensibilisation intégrée*, visant la clientèle résidentielle et la population en général, et les outils personnalisés se déclinant sous les volets *Diagnostic résidentiel-Mieux Consommer*, *Service Comparez-vous* (Service CV) et *Portrait de ma consommation*. HQD indique qu'elle poursuit, en 2018, l'exploitation de ces trois outils, mais entame des réflexions en vue de regrouper le *Diagnostic résidentiel-Mieux Consommer* et le *service CV* à même le *Portrait de ma consommation*. Le développement et la mise en place de l'outil intégré sont prévus en 2019<sup>151</sup>.

[202] En lien avec les mesures 47.7 et 47.8, HQD rappelle qu' :

« [u]n virage vers des programmes de sensibilisation s'est opéré dans le portefeuille du Distributeur au rythme de l'évolution du marché des produits efficaces. Ce virage s'explique par le fait que le surcoût de certaines mesures promues historiquement ne justifie plus un appui financier pour inciter les clients à les adopter et que le marché pour ces mesures a été transformé »<sup>152</sup>.

[203] HQD précise, par ailleurs, que le programme *Offre aux ménages à faible revenu* (47.9) est complémentaire au programme 47.12, sous la responsabilité de TEQ. À cet égard, elle indique qu'elle discute avec TEQ afin d'éviter un chevauchement, mais que le programme 47.9 demeurera offert tant qu'il sera requis<sup>153</sup>.

[204] HQD indique aussi que les processus et les outils des programmes *OIEÉSI* (38.2) et *OIEÉB* (67.17) seront optimisés en 2019, afin d'améliorer l'expérience client : « Pour les projets innovateurs ou complexes, l'offre sur mesure sera maintenue de même que l'accompagnement et le support pour l'aide à la décision »<sup>154</sup>.

---

<sup>150</sup> Pièce [A-0138](#), p. 161.

<sup>151</sup> Pièces [B-0104](#), p. 1, et [A-0049](#), p. 7.

<sup>152</sup> Pièce [C-HQD-0060](#), p. 12 et 13.

<sup>153</sup> Pièce [A-0140](#), p. 25 et 26.

<sup>154</sup> Pièce [A-0049](#), p. 11 et 12.

[205] Enfin, HQD rappelle son contexte énergétique et le lien entre celui-ci et son offre de programmes :

*« En fait, jusqu'à la fin du PGEÉ, en deux mille quinze (2015), on avait vraiment des objectifs qui étaient fixés. Donc, on faisait, on mettait de l'avant des programmes pour atteindre cet objectif spécifique. C'est sûr que le contexte énergétique du Distributeur était différent à cette époque-là. Depuis ce temps-là, on est quand même dans un contexte énergétique de surplus. Donc, la première ou une des... un des éléments qui est très important pour nous dans l'ensemble de nos programmes, c'est qu'il passe les tests TCTR et TP et sans trop pénaliser le TNT »<sup>155</sup>. [nous soulignons]*

*« [...] on a depuis deux mille quinze (2015) réduit les objectifs ainsi que les budgets étant donné, comme je dis, la situation vraiment énergétique du Distributeur, donc les coûts évités sont plus bas, la marge de manœuvre est moindre. On fait le maximum qu'on peut sans affecter davantage la hausse tarifaire, et en s'assurant que chacune des interventions ou globalement, on est quand même... comme je dis, les tests économiques doivent passer la rampe, alors doivent être positifs. Alors, c'est vraiment ça qui nous limite aujourd'hui et pour les quelques années du plan où on est encore en surplus énergétique »<sup>156</sup>. [nous soulignons].*

### 6.3 POSITION DES INTERVENANTS

[206] L'ACEFO constate :

*« [...] une diminution de la proportion des budgets réellement utilisée et à des écarts croissants (crédeurs) de frais reportés de l'ordre de 55,6 M\$ en moyenne au cours des 3 dernières années (2015-2017), ce qui correspond à près de 0,5 % des revenus requis de 2017. L'ACEFO considère que le report à répétition d'un tel solde crédeur n'est pas une situation souhaitable »<sup>157</sup>.*

[207] Selon l'ACEFO, les montants soumis par HQD pour 2018 et 2019 en matière d'investissements et de dépenses d'exploitation sont surestimés par une marge d'environ 10 à 12 %<sup>158</sup>.

---

<sup>155</sup> Pièce [A-0138](#), p. 176 et 177.

<sup>156</sup> Pièce [A-0138](#), p. 181 et 182.

<sup>157</sup> Pièce [C-ACEFO-0025](#), p. 14.

<sup>158</sup> Pièce [C-ACEFO-0025](#), p. 15.

[208] L'ACEFO recommande d'approuver les programmes et les mesures actuels d'HQD, sous réserve d'ajustements à la baisse à apporter aux budgets soumis. En effet, selon l'ACEFO :

*« [...] au cours des 5 dernières années, HQD a significativement dépassé ses prévisions d'économies d'énergie dans tous ses programmes, sauf ceux destinés aux MFR, et ce, tout en ne dépensant qu'une portion, fortement décroissante, des budgets autorisés. L'ACEFO recommande que, pour l'année 2019, le budget soumis par HQD soit ajusté à la baisse pour refléter un ratio \$ / kWh qui s'inscrit dans le prolongement de la tendance constatée au cours des 5 dernières années »<sup>159</sup>. [nous soulignons]*

[209] L'ACIG-AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'autoriser le budget de 331,65 M\$ nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous la responsabilité d'HQD sur la période du Plan directeur<sup>160</sup>. L'intervenant souligne :

*« [...] qu'il n'y a aucune réduction de consommation concernant les programmes de gestion de la demande de puissance, ce qui est tout à fait normal puisque, pour les participants, il s'agit de satisfaire leurs besoins. Il n'y a donc pas de réduction de consommation d'énergie. Dans ce contexte, les intervenants sont d'avis que ces programmes ne devraient pas apparaître comme une mesure d'efficacité énergétique »<sup>161</sup>. [nous soulignons]*

[210] L'ACIG-AQCIE-CIFQ précise en audience qu'il :

*« [...] considère que le budget de 18,7 M\$ relatif au programme 49.3 qui est la Gestion de la demande en puissance résidentielle devrait également être exclu du budget dans le Plan directeur préparé par TEQ »<sup>162</sup>.*

[211] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver le programme *Projets urbains innovants* (67.19) pour 2019, ni l'apport financier prévu pour ce programme pour cette même année<sup>163</sup>.

---

<sup>159</sup> Pièce [C-ACEFO-0025](#), p. 17 et 18.

<sup>160</sup> Pièce [C-ACIG-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 17.

<sup>161</sup> Pièce [C-ACIG-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 11.

<sup>162</sup> Pièce [A-0142](#), p. 128.

<sup>163</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0020](#), p. 15.

[212] La FCEI constate qu'HQD a mis en place des volets *Offre simplifiée* aux programmes *OIEÉB* (67.17) et *OIEÉSI* (38.2) depuis le 19 novembre 2018, ce qui facilite l'accès à ces programmes pour la clientèle de plus petite taille.

[213] Par ailleurs, la FCEI « [...] *ne croit pas que l'offre réponde aux besoins de la clientèle des petits bâtiments CI, et ce, ni en termes d'appui financier ni en termes d'accompagnement* »<sup>164</sup>. Ainsi, la FCEI recommande les modifications suivantes pour les clients dont la facture est inférieure à 50 000 \$ :

- développer des outils de communications et de mises en marché qui pourraient être mis à la disposition des agents livreurs;
- offrir des incitatifs à l'installation au livreur de service;
- bonifier les appuis financiers de manière substantielle afin de rendre les mesures plus attrayantes pour les clients;
- offrir un financement sans intérêt pour la portion du coût des mesures non couvertes par l'appui financier.

[214] Enfin, la FCEI recommande d'éliminer la limite inférieure de 2 500 \$ pour déposer une demande au programme *OIEÉB* (67.17)<sup>165</sup>.

[215] Le GRAME maintient que les programmes de gestion de la demande en puissance (GDP) ne devraient pas se retrouver dans les programmes en efficacité énergétique. Le GRAME recommande à la Régie de clarifier la notion de programmes en efficacité énergétique, afin d'exclure les programmes de GDP, qui visent le déplacement de la consommation et non pas la réduction de la consommation totale<sup>166</sup>.

[216] Le GRAME recommande l'approbation de l'apport financier prévisionnel de 353,5 M\$ relatif aux mesures en efficacité énergétique, excluant les apports financiers visant les programmes GDP, lesquels devraient être approuvés lors des dossiers tarifaires annuellement, sous réserve des ajustements qui pourront être nécessaires lors des dossiers tarifaires en cours de Plan directeur<sup>167</sup>.

---

<sup>164</sup> Pièce [C-FCEI-0029](#), p. 11.

<sup>165</sup> Pièce [C-FCEI-0029](#), p. 11 et 12.

<sup>166</sup> Pièce [C-GRAME-0028](#), p. 5.

<sup>167</sup> Pièce [C-GRAME-0028](#), p. 13

[217] OC souligne, au sujet du programme *Offre de Programmes Ménages à faible revenu* (47.9), que :

« [...] le rôle clé que peuvent et doivent jouer les distributeurs d'énergie pour rejoindre cette clientèle, et ce même si le rôle de TEQ est appelé à grandir dans les prochaines années. Par exemple, Hydro-Québec et Énergir identifient et qualifient les MFR dans le cadre de programmes d'aide financière. Ces barrières à l'entrée sont importantes et, lorsque surmontées, devraient pouvoir aider à augmenter la participation des MFR aux programmes de TEQ. OC réitère donc le besoin d'une collaboration étroite entre TEQ et les distributeurs pour le développement de la mesure 47.13 qui viendra vraisemblablement se substituer à leurs programmes de supplément et de soutien »<sup>168</sup>. [nous soulignons]

[218] De façon générale, le RNCREQ recommande à la Régie d'approuver les programmes et les mesures sous la responsabilité d'HQD, mais de rejeter la stratégie visant à ce que cette dernière concentre ses efforts en efficacité énergétique sur des mesures de sensibilisation<sup>169</sup>.

[219] Le RNCREQ et OC recommandent aussi aux Distributeurs et à TEQ de coordonner leurs campagnes de sensibilisation de façon à éviter les chevauchements et à en améliorer l'efficacité<sup>170</sup>.

[220] Enfin, le RNCREQ recommande à la Régie d'inviter HQD et TEQ à évaluer la pertinence et la faisabilité de transférer la gestion du programme *Développement urbain durable (DUD)* (67.19) à TEQ<sup>171</sup>.

[221] L'UPA demande pour sa part à la Régie de maintenir et d'approuver le *Programme Produits agricoles efficaces* (38.1), tel que soumis par HQD dans le cadre du Plan directeur<sup>172</sup>.

---

<sup>168</sup> Pièce [C-OC-0033](#), p. 7.

<sup>169</sup> Pièce [C-RNCREQ-0021](#), p. 14 et 17.

<sup>170</sup> Pièces [C-RNCREQ-0021](#), p. 18, et [C-OC-0025](#), p. 25 et 26.

<sup>171</sup> Pièce [C-RNCREQ-0021](#), p. 20.

<sup>172</sup> Pièce [C-UPA-0021](#), p. 5.

## 6.4 OPINION DE LA RÉGIE

### 6.4.1 CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

[222] Le résultat du TCTR pour l'ensemble des programmes et des mesures d'HQD est de 5,53 ¢/kWh actualisé, celui du TP est de 6,98 ¢/kWh actualisé, tandis que celui du TNT est légèrement négatif, avec une valeur de -0,31 ¢/kWh actualisée. **La Régie se déclare satisfaite des résultats de ces tests et juge que l'impact anticipé sur les tarifs est raisonnable.**

[223] Par ailleurs, la Régie observe, comme l'ACEFO, qu'au cours des dernières années, les dépenses réelles d'HQD pour ses IEÉ sont systématiquement inférieures au budget approuvé par la Régie lors des dossiers tarifaires. Cet écart est de 18,3 M\$ en 2018, soit pour la première année du Plan directeur 2018-2023. L'écart cumulatif s'élève à 143 M\$ sur la période 2013-2017. Ceci peut être constaté à la Figure 1, qui compare les dépenses réelles constatées dans les rapports annuels d'HQD (budget réel) aux budgets approuvés par la Régie, de 2013 à 2018.

[224] La Régie note toutefois que la sous-utilisation des budgets approuvés n'empêche pas HQD de dépasser ses objectifs en matière d'économie d'énergie, comme on peut le constater à la Figure 2, qui compare les économies d'énergie constatées dans les rapports annuels d'HQD (Résultats) aux économies d'énergies prévues et en fonction desquelles la Régie a approuvé le budget des IEÉ pour la période 2013-2018<sup>173</sup>.

---

<sup>173</sup> Figure 1 et figure 2 établies à partir du rapport annuel 2013, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2007, pièce [B-0050](#), p. 7, et du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7.

FIGURE 1  
 DÉPENSES RÉELLES ET BUDGETS ACCORDÉS PAR LA RÉGIE POUR LES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE D’HQD ENTRE 2013 ET 2018

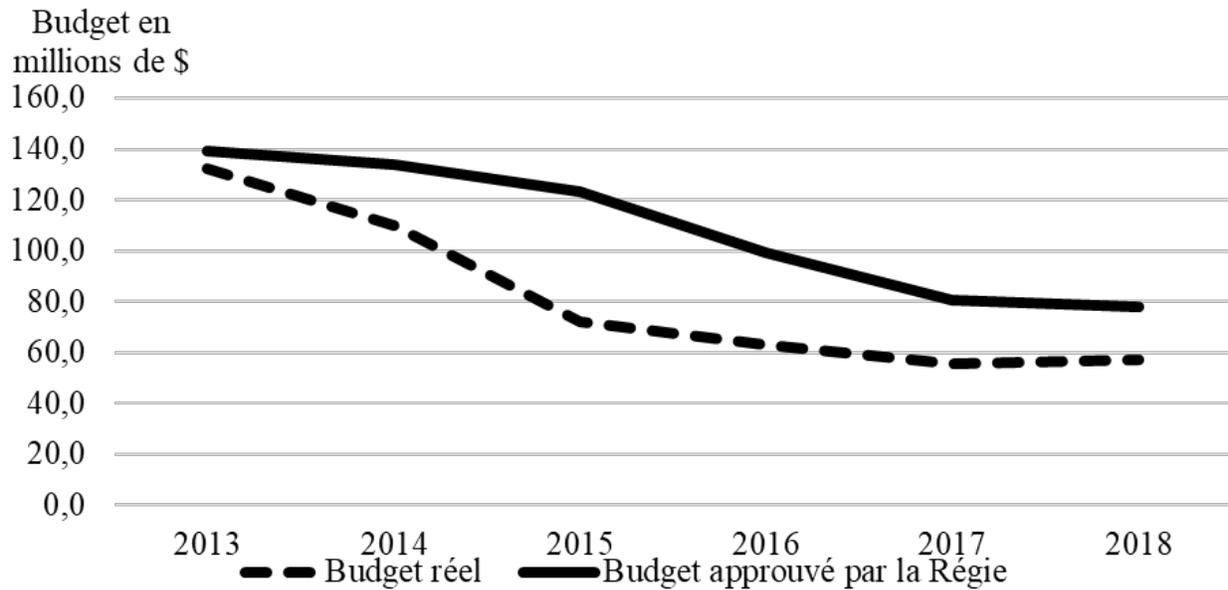
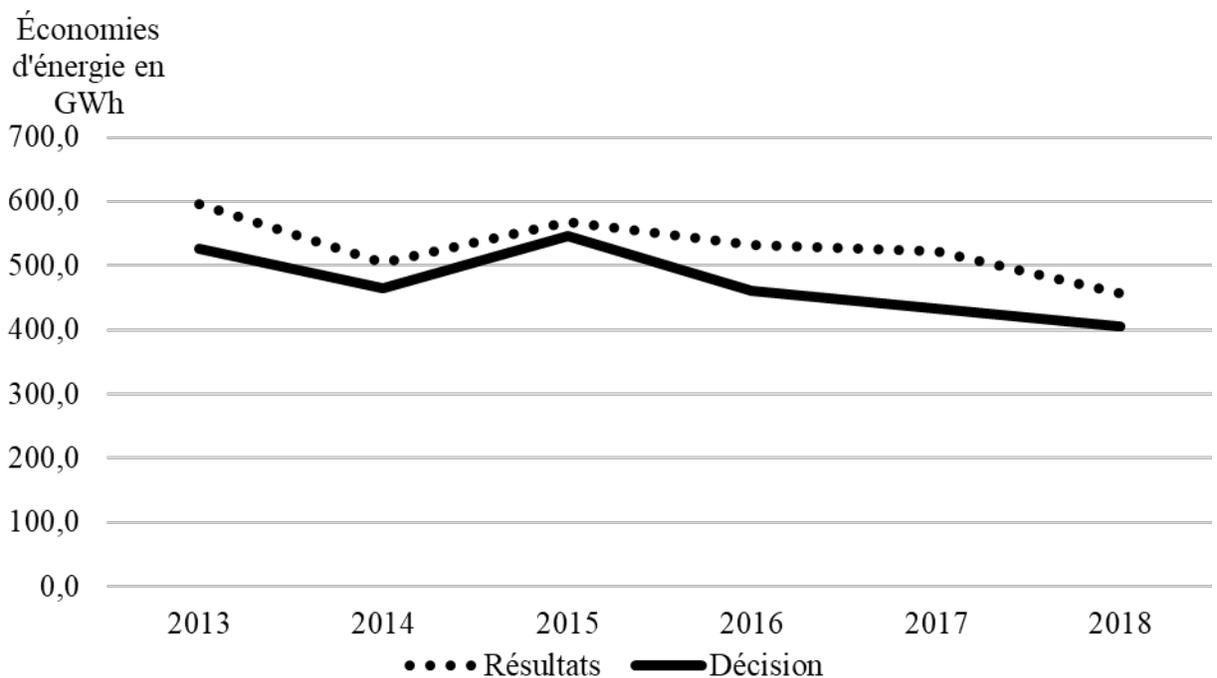


FIGURE 2  
 ÉCONOMIES D’ÉNERGIE PRÉVUES ET RÉELLES POUR LES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE D’HQD ENTRE 2013 ET 2018



## 6.4.2 DÉTAIL DES PROGRAMMES ET DES MESURES

### *Produits agricoles efficaces (38.1)*

[225] Le programme *Produits agricoles efficaces* (38.1) a été lancé par HQD en 2003<sup>174</sup>. Le Tableau 9 permet de comparer les économies d'énergie ainsi que les budgets approuvés lors des dossiers tarifaires, par rapport aux économies d'énergie et aux dépenses constatées lors des rapports annuels. La Régie observe que, de façon récurrente, les prévisions d'économies d'énergie du programme *Produits agricoles efficaces* (38.1) sont inférieures aux résultats constatés.

TABLEAU 9  
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DÉPENSES RELATIVES AU PROGRAMME *PRODUITS AGRICOLES EFFICACES* ENTRE 2013 ET 2019

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d'énergie (GWh)</b>	Résultats	36,0	8,0	23,0	23,0	15,0	13,6	
	Décision	7,0	12,0	9,0	7,0	9,0	10,9	10,8
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	7,0	1,0	6,0	4,0	2,6	2,2	
	Décision	3,0	2,0	2,0	1,0	2,5	3	1,6

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, ainsi que du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 147 à 155, et dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134.

[226] Les prévisions budgétaires annuelles d'HQD pour ce programme sont de 3,4 M\$, pour les années 2020 à 2022<sup>175</sup>. Il s'agit d'un montant moins élevé que les dépenses réelles moyennes depuis 2015 (3,7 M\$). Il représente cependant une hausse par rapport aux montants effectivement dépensés au cours des deux dernières années, soit respectivement 2,6 et 2,2 millions en 2017 et 2018.

[227] Les résultats visés par HQD pour les années 2020 à 2022 (1 GWh) sont toutefois inférieurs aux résultats des années 2017 et 2018, soit de 15 et 13,6 GWh respectivement.

<sup>174</sup> Pièce [B-0068](#), p. 1.

<sup>175</sup> Pièce [B-0068](#), p. 3.

La Régie juge donc que les impacts énergétiques visés par HQD pour ce programme pourraient être plus élevés.

[228] **La Régie approuve le programme *Produits agricoles efficaces* (38.1). Cependant, considérant ce qui précède, ainsi que les montants déjà approuvés dans ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à la réalisation de ce programme de 14,8 M\$, pour la période 2018-2023.**

### *Systèmes industriels (OIEÉSI) (38.2)*

[229] Le programme *Systèmes industriels (OIEÉSI)* (38.2) a été lancé par HQD en 2011<sup>176</sup>. Le Tableau 10 compare les informations des rapports annuels d’HQD (Résultats) à celles des décisions de la Régie (Décision) pour le programme OIEÉSI. La Régie constate que les dépenses réelles d’HQD sont inférieures aux budgets approuvés par la Régie depuis 2013. La Régie note également que les dépenses réelles d’HQD en 2017 et 2018 sont légèrement inférieures aux prévisions budgétaires pour les années 2020 à 2022.

TABLEAU 10  
ÉCONOMIES D’ÉNERGIE ET DÉPENSES DU PROGRAMME *SYSTÈMES INDUSTRIEL*  
*(OIEÉSI)* ENTRE 2013 ET 2019

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d’énergie (GWh)</b>	Résultats	160,0	81,0	242,0	184,0	152,0	122,7	
	Décision	148,0	100,0	187,0	136,0	135,0	140,9	141,0
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	22,0	14,0	18,0	19,0	16,4	14,9	
	Décision	32,0	23,0	27,0	24,0	18,1	17	20,7

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, ainsi que du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 147 à 155, et dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134.

[230] Pour 2018, les résultats obtenus pour le programme *Systèmes industriels (OIEÉSI)* (38.2) sont inférieurs aux prévisions du Plan directeur (122,7 GWh contre 141 GWh).

<sup>176</sup> Pièce [B-0068](#), p. 1

Toutefois, les montants consacrés à ce programme sont inférieurs de 2 M\$ au budget approuvé par la Régie dans sa décision D-2018-025.

[231] La Régie note qu'HQD entend optimiser ses processus et outils (offre élargie en prescriptif, simplification des modalités) en 2019 afin d'améliorer l'expérience client. HQD entend aussi maintenir l'offre sur mesure de même que l'accompagnement et le soutien pour l'aide à la décision pour les projets innovateurs ou complexes<sup>177</sup>.

**[232] Considérant ces différents éléments, la Régie approuve le programme *Systèmes industriels (OIEÉSI)* (38.2). Considérant les montants déjà approuvés dans ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 88,4 M\$, pour la période 2018-2023.**

### ***Sensibilisation Mieux Consommer (47.7)***

[233] Le programme *Sensibilisation Mieux Consommer* (47.7) a été lancé par HQD en 2004<sup>178</sup>. Le Tableau 11 compare les informations disponibles dans les rapports annuels du distributeur (Résultats) à celles des décisions de la Régie (Décision). La Régie constate que les dépenses réelles d'HQD sont inférieures aux budgets approuvés par la Régie depuis 2013.

TABLEAU 11  
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DÉPENSES RELATIVES AU PROGRAMME *SENSIBILISATION MIEUX CONSOMMER* (47.7) ENTRE 2013 ET 2019

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d'énergie (GWh)</b>	Résultats	69,0	64,0	44,0	88,0	93,0	68,4	
	Décision	27,0	58,0	53,0	88,0	88,0	58,3	58,0
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	4,0	2,0	2,0	3,0	2,6	1,6	
	Décision	6,0	6,0	7,0	6,0	4,6	n.d.	3,1

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HOD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HOD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HOD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HOD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 155, Tableau 42, et du dossier

<sup>177</sup> Pièce [A-0049](#), p. 11.

<sup>178</sup> Pièce [B-0104](#), p. 1.

R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134. Pour l'année 2018, la décision D-2018-025 allouait un montant global de 3 M\$ pour les mesures 47.7 et 47.8 et 67.19.

[234] La Régie constate que, depuis le virage vers les activités de sensibilisation opéré par HQD en 2015, le programme *Sensibilisation Mieux Consommer* (47.7) a livré des impacts énergétiques supérieurs à la cible prévue par HQD.

[235] **Tenant compte de ces éléments, la Régie approuve le programme *Sensibilisation Mieux Consommer* (47.7). Considérant les montants déjà approuvés dans ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 11,2 M\$, pour la période 2018-2023.**

### *Programme Résidentiel Mieux Consommer (47.8)*

[236] Le Tableau 12 compare les informations des rapports annuels d'HQD (Résultats) et celles des décisions tarifaires de la Régie (Décision) pour le *Programme Résidentiel Mieux Consommer* (47.8). La Régie constate que les dépenses réelles d'HQD sont généralement inférieures aux budgets approuvés par la Régie depuis 2013.

TABLEAU 12  
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DÉPENSES DU *PROGRAMME RÉSIDENTIEL MIEUX CONSOMMER* (47.8) ENTRE 2013 ET 2019

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d'énergie (GWh)</b>	Résultats	124,0	154,0	130,0	110,0	106,0	136,9	
	Décision	99,0	106,0	124,0	62,0	45,0	51,2	109,7
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	14,0	36,0	8,0	5,0	2,8	2,3	0,0
	Décision	21,0	17,0	17,0	9,0	5,2	0,5	2,6

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 155, Tableau 42, et du dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134. Pour l'année 2018, la décision D-2018-025 allouait un montant global de 3 M\$ pour les mesures 47.7 et 47.8 et 67.19.

[237] Depuis le virage vers les activités de sensibilisation opéré par HQD en 2015, le programme *Résidentiel Mieux Consommer* (47.8) a livré des impacts énergétiques comparables aux prévisions pour les années 2020 à 2022<sup>179</sup>.

**[238] La Régie approuve le programme *Résidentiel Mieux Consommer* (47.8). Considérant les montants déjà approuvés par ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 10,7 M\$, pour la période 2018-2023.**

### *Offre de Programmes Ménages à faible revenu (47.9)*

[239] Le Tableau 13 compare les informations des rapports annuels d’HQD (Résultats) et celles des décisions tarifaires de la Régie (Décision) pour la mesure 47.9. La Régie constate que les dépenses réelles d’HQD sont généralement inférieures aux budgets approuvés par la Régie depuis 2013. Plus spécifiquement, HQD n’a utilisé que 6 des 25 M\$ approuvés par la Régie pour les années 2016 à 2018 pour l’*Offre de Programmes Ménages à faible revenu* (47.9).

TABLEAU 13  
ÉCONOMIES D’ÉNERGIE ET DÉPENSES DE L’OFFRE DE PROGRAMMES MÉNAGES À  
FAIBLE REVENU (47.9) ENTRE 2013 ET 2019

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d’énergie (GWh)</b>	Résultats	6,0	7,0	4,0	2,0	1,0	1,6	
	Décision	7,0	10,0	8,0	6,0	5,0	2,0	2,0
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	6,0	7,0	6,0	3,0	1,1	1,9	
	Décision	6,0	10,0	8,0	10,0	7,3	8,0	4,9

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 155, Tableau 42, et du dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134.

<sup>179</sup> Pièce [B-0104](#), p. 4.

[240] La Régie prend note des discussions entre HQD et TEQ pour éviter un chevauchement entre ce programme et les mesures de TEQ visant les MFR<sup>180</sup>.

[241] La Régie note également la volonté d'HQD de collaborer avec TEQ pour s'assurer de la cohérence entre son programme et le programme *Éconologis* (47.12) de TEQ.

**[242] La Régie approuve le programme *Offre de programmes Ménages à faible revenu* (47.9). Considérant les montants déjà approuvés par ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 27,6 M\$, pour la période 2018-2023.**

### ***Gestion de la demande de puissance (résidentiel) (49.3)***

[243] Les prévisions budgétaires d'HQD sur l'horizon 2018-2023 sont de 3,7 millions de dollars par année pour la mesure *Gestion de la demande de puissance (résidentiel)* (49.3)<sup>181</sup>. L'écart entre ce montant et le budget total de 6,9 millions de dollars approuvé par la Régie, pour 2019, pour les programmes de gestion de la puissance pour le secteur résidentiel, correspond au budget approuvé par la Régie pour le programme *Charges interruptibles résidentielles*, introduit par HQD dans le cadre du dossier tarifaire R-4057-2018<sup>182</sup>, de 3,6 M\$.

[244] La Régie note qu'HQD n'a pas demandé l'approbation de ce programme pour les années 2020 à 2023 dans le cadre de la mesure *Programme de gestion de la puissance (résidentiel)* (49.3). Si HQD désire poursuivre le programme *Charges interruptibles résidentielles*, elle pourra faire une demande à la marge dans les prochains dossiers tarifaires.

**[245] La Régie approuve le programme *Gestion de la demande de puissance (résidentiel)* (49.3). Tenant compte des montants déjà approuvés par ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 20,0 M\$ pour la période 2018-2023.**

---

<sup>180</sup> Pièce [A-0140](#), p. 25 et 26.

<sup>181</sup> Pièce [B-0104](#), p. 6.

<sup>182</sup> Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-027](#), p. 132, par. 565.

### ***Bâtiments (OIEÉB) (67.17)***

[246] Le programme *Bâtiments (OIEÉB) (67.17)* a été lancé par HQD en 2011<sup>183</sup>. Le Tableau 14 compare les informations des rapports annuels d’HQD (Résultats) à celles des décisions tarifaires de la Régie (Décision) pour le programme *Bâtiments (OIEÉB) (67.17)*. La Régie constate que les dépenses réelles d’HQD sont inférieures aux budgets approuvés par la Régie depuis 2013. La Régie note cependant que les objectifs d’économie d’énergie pour ce programme, sur la durée du Plan directeur, sont plus élevés que les résultats obtenus par HQD au cours des dernières années.

TABLEAU 14  
ÉCONOMIES D’ÉNERGIE ET DÉPENSES DU PROGRAMME BÂTIMENTS (OIEÉB) (67.17)  
ENTRE 2013 ET 2019

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d’énergie (GWh)</b>	Résultats	198,0	187,0	125,0	122,0	153,0	108,5	
	Décision	233,0	171,0	161,0	157,0	141,0	135,3	142,0
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	56,0	29,0	15,0	14,0	17,2	14,1	
	Décision	67,0	45,0	35,0	25,0	18,8	21	20,1

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HQD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HQD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, ainsi que du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 155, Tableau 42, et du dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134.

[247] **Tenant compte de ces éléments, la Régie approuve le programme *Bâtiments (OIEÉB) (67.17)*. Considérant les montants déjà approuvés par ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 103,2 M\$, pour la période 2018-2023.**

[248] **Par ailleurs, la Régie encourage HQD à poursuivre ses efforts afin de susciter la participation des petits clients au programme.**

<sup>183</sup> Pièce [B-0068](#), p. 1.

### ***Développement urbain durable (67.19)***

[249] Selon la Régie, le programme *Développement urbain durable (67.19)* est une mesure structurante. La Régie observe qu'au moins deux contrats ont été signés par HQD avec des promoteurs et que trois autres projets sont à l'étape de la planification<sup>184</sup>. De plus, la Régie juge que l'apport financier prévu sur l'horizon du Plan directeur est minime, d'autant plus que l'appui financier est versé après validation des économies d'électricité et de la mise en service de chaque bâtiment.

[250] **Pour ces motifs, la Régie approuve le programme *Développement urbain durable (67.19)*. La Régie rappelle que lorsqu'elle a approuvé les budgets 2018 et 2019 du programme *Résidentiel Mieux Consommer (47.8)*, elle a approuvé un montant de 1,4 M\$ y inclus pour le programme *Développement urbain durable (67.19)*. Tenant compte de ce montant, approuvé par les décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total de 4,7 M\$, pour ce programme pour la période 2018-2023.**

### ***Réseaux autonomes – Améliorer les programmes sur l'utilisation efficace de l'énergie (82.2)***

[251] Le Tableau 15 compare les informations des rapports annuels d'HQD (Résultats) à celles des décisions de la Régie (Décision) pour les IEÉ dans les réseaux autonomes. La Régie constate que les dépenses réelles d'HQD sont inférieures aux budgets approuvés par la Régie depuis 2015. La Régie note cependant que les prévisions en terme d'économie d'énergie pour le programme Réseaux autonomes, sur la durée du Plan directeur, sont plus élevées que les résultats obtenus par HQD au cours des dernières années.

---

<sup>184</sup> Pièce [C-HQD-0037](#), p. 5.

**TABEAU 15**  
**ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DÉPENSES DE LA MESURE RÉSEAUX AUTONOMES–**  
**AMÉLIORER LES PROGRAMMES SUR L'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE (82.2)**  
**ENTRE 2013 ET 2019**

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Économies d'énergie (GWh)</b>	Résultats	2,0	2,0	1,0	2,0	3,0	3,0	
	Décision	1,0	2,0	2,0	2,0	8,0	5,0	1,7
<b>Budget total (M\$)</b>	Résultats	2,0	3,0	2,0	2,0	2,2	6,1	
	Décision	2,0	1,0	3,0	5,0	8,5	9	3,6

Tableau établi à partir du rapport annuel 2013, pièce [HOD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2014, pièce [HOD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2015, pièce [HOD-07-03](#), p. 8, du rapport annuel 2016, pièce [HOD-07-03](#), p. 7, du rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièce [B-0050](#), p. 7, du rapport annuel 2018, dossier R-9001-2018, pièce [B-0054](#), p. 7, ainsi que du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 155, Tableau 42, et du dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134.

[252] **La Régie approuve le programme Réseaux autonomes – Améliorer les programmes sur l'utilisation efficace de l'énergie (82.2). Considérant les montants déjà approuvés par ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 30,6 M\$, pour la période 2018-2023.**

[253] **La Régie encourage également HQD à poursuivre ses efforts afin de susciter la participation de la clientèle des réseaux autonomes à ses programmes.**

#### ***Innovations technologiques et commerciales (96.4)***

[254] **La Régie encourage HQD à continuer sa veille technologique et la conception de projets pilotes en efficacité énergétique. Ainsi, la Régie approuve le programme *Innovations technologiques et commerciales (96.4)*. Compte tenu des montants déjà approuvés par ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie approuve un apport financier total nécessaire à sa réalisation de 39,5 M\$ pour la période 2018-2023.**

[255] **En conclusion, la Régie approuve les programmes et les mesures sous la responsabilité d'HQD à l'exception de ceux visés par la décision D-2019-025<sup>185</sup>, pour**

<sup>185</sup> Décision [D-2019-025](#), les mesures (selon la nomenclature de TEQ) 8.2, 19.2, 37.1 (identique à 67.18), 77.1, 78.1, 78.2, 79.1, 82.1, 89 et 128.3.

toute la période couverte par le Plan directeur 2018-2023, tels que présentés aux pièces B-0068 et B-0104<sup>186</sup>.

[256] La Régie approuve un apport financier total nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures d'HQD de 380,0 M\$<sup>187</sup> dont un montant de 29,2 M\$ est associé aux *Activités communes* de ces programmes. Le Tableau 16 récapitule cet apport financier par programme.

[257] La Régie rappelle que depuis le dépôt de la demande relative au Plan directeur 2018-2023, elle a approuvé un budget de 77 M\$ pour les IEÉ 2018 d'HQD et de 77,6 M\$ pour ses IEÉ 2019<sup>188</sup>. La Régie approuve au présent dossier un montant de 75,5 M\$ pour chacune des années 2020, 2021 et 2022. Tel que prévu à l'alinéa 2 de l'article 49 et à l'article 52.1 de la Loi, la Régie devra tenir compte, aux fins de la fixation des tarifs, de ces montants annuels.

TABLEAU 16  
APPORT FINANCIER APPROUVÉ PAR LA RÉGIE POUR LES PROGRAMMES D'HQD  
(M\$)

	2018	2019	2020	2021	2022	Total
38.1 Produits agricoles efficaces	3	1,6	3,4	3,4	3,4	14,8
38.2 Systèmes industriels (OIEÉSI)	17	20,7	16,9	16,9	16,9	88,4
47.7 Sensibilisation Mieux Consommer	2	3,1	2,6	2,6	2,6	11,2
47.8 Résidentiel Programme Mieux Consommer		3,8	2,6	2,6	2,6	10,7
47.9 Offre de Programmes Ménages à faible revenu	8	4,9	4,9	4,9	4,9	27,6
49.3 Gestion de la demande de puissance (résidentiel)	2	6,9 <sup>2</sup>	3,7	3,7	3,7	20,0
67.17 Bâtiments (OIEÉB)	21	20,1	20,7	20,7	20,7	103,2
67.19 Développement urbain durable (DUD)	DC <sup>1</sup>	DC <sup>1</sup>	1,1	1,1	1,1	3,3
82.2 RA – Améliorer les programmes sur l'utilisation efficace de l'énergie	9	3,6	6	6	6	30,6

<sup>186</sup> Pièces [B-0068](#) et [B-0104](#).

<sup>187</sup> Excluant les programmes GDP affaires, conformément à la décision [D-2019-025](#), p. 15 à 17, par. 49 et 51 à 53.

<sup>188</sup> Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 154, et dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 134.

	2018	2019	2020	2021	2022	Total
96.4 <i>Innovations technologiques et commerciales</i>	8	7,5	8	8	8	39,5
<i>Activités communes</i>	7	5,4	5,6	5,6	5,6	29,2
<b>Total</b>	77	77,6	75,5	75,5	75,5	380,0

Tableau établi à partir du dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 147 à 155, du dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 127 à 134, et des pièces [B-0068](#), p. 3 à 8, et [B-0104](#), p. 3 à 8.

Note 1 : Le budget associé au programme DUD, dans le cadre des décisions D-2018-025 et D-2019-027, était inclus dans celui du programme résidentiel mieux consommer.

Note 2 : Le budget de la mesure 49.3 pour l'année 2019 inclut un montant de 3,6 M\$ dédié au programme Charges interruptibles résidentielles.

### 6.4.3 ÉVALUATION ET SUIVI DES PROGRAMMES D'HQD SUR LA DURÉE DU PLAN DIRECTEUR DE TEQ.

[258] La Régie a pris connaissance du calendrier des évaluations et suivis déposé par HQD<sup>189</sup>. Elle note qu'il n'inclut pas les programmes *Produits agricoles efficaces* (38.1) et *Offre de programmes Ménages à faible revenu* (47.9) et seulement une partie des programmes *Sensibilisation Mieux consommer (Sensibilisation intégrée)* (47.7) et *Résidentiel Programme Mieux consommer (Piscines efficaces et éclairage résidentiel)* (47.8).

[259] À cet égard, la Régie constate que le programme *Produits agricoles efficaces* (38.1) n'a pas été évalué depuis son lancement en 2003<sup>190</sup>. HQD introduit cependant régulièrement de nouveaux produits dans ce programme.

[260] Considérant les incertitudes relatives au niveau et à la durabilité de l'impact énergétique des activités de sensibilisation et de transformation du marché, soulevées antérieurement par la Régie et au présent dossier par OC et le RNCREQ, la Régie estime que des suivis et évaluations plus réguliers et approfondis des mesures *Sensibilisation Mieux consommer (Sensibilisation intégrée)* (47.7) et *Résidentiel Programme Mieux consommer (Piscines efficaces et éclairage résidentiel)* (47.8) sont requis d'HQD<sup>191</sup>.

<sup>189</sup> Pièce [C-HQD-0037](#), p. 25.

<sup>190</sup> Pièce [C-HQD-0053](#), p. 3.

<sup>191</sup> Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 152, par. 547 et 548; Rapport annuel 2017, dossier R-9001-2017, pièces [B-0075](#), p. 35, et [C-RNCREQ-0021](#), p. 17.

[261] La Régie prend note de l'évolution du programme *Offre de programmes Ménages à faible revenu* (47.9) et des discussions entre HQD et TEQ pour éviter les chevauchements entre ce programme et ceux de TEQ, dont le programme *Éconologis* (47.12). À ce titre, il apparaît pertinent d'évaluer les effets de marché et les impacts énergétiques des programmes sous la responsabilité d'HQD visant les MFR, dans le cadre du présent Plan directeur.

[262] **Pour ces raisons, la Régie demande à HQD de réaliser des évaluations de marché et d'impact énergétique :**

- **En 2020 pour les programmes *Produits efficaces agricoles* (38.1) et *Offre de programmes Ménages à faible revenu* (47.9), portant sur les années 2017 à 2019;**
- **En 2021 pour les programmes *Sensibilisation Mieux consommer* (47.7) et *Résidentiel Programme Mieux consommer* (47.8) portant sur les années 2018 à 2020.**

[263] Le cadre de dépôt et le traitement de ces évaluations seront précisés à la section 8.

[264] La Régie constate que TEQ entend réaliser des activités de sensibilisation destinées au secteur résidentiel et mettre en œuvre des mesures visant la clientèle MFR sur la durée du Plan directeur. Ainsi, la Régie juge que les évaluations des programmes d'HQD *Sensibilisation Mieux consommer* (47.7), *Résidentiel Programme Mieux consommer* (47.8) et *Offre de programmes Ménages à faible revenu* (47.9) devraient différencier de façon explicite les activités d'HQD de celles de TEQ, afin d'éviter un chevauchement des impacts énergétiques comptabilisés dans le cadre du Plan directeur<sup>192</sup>.

[265] De plus, la Régie considère qu'il est pertinent de distinguer les économies liées aux programmes de sensibilisation d'HQD ayant transformé le marché et lui permettant de se créditer des économies, d'autres économies liées aux effets tendanciels ou indirects.

[266] **La Régie demande à HQD d'évaluer les programmes *Sensibilisation Mieux consommer* (47.7), *Résidentiel Programme Mieux consommer* (47.8) et *Offre de***

---

<sup>192</sup> Pièces [C-HQD-0016](#), p. 4 et 13 à 14, et [C-RNCREQ-0021](#), p. 18.

**programmes Ménages à faible revenu (47.9), en prenant en compte les activités de sensibilisation destinées au secteur résidentiel et les mesures de TEQ visant les MFR.**

[267] **Spécifiquement pour le programme Résidentiel Programme Mieux consommer (47.8), l'évaluation devra différencier les impacts énergétiques associés à la transformation de marché grâce à ce programme d'HQD, des impacts associés aux économies tendanciennes.**

[268] D'autre part, au dossier tarifaire R-4057-2018, la Régie a approuvé les coûts évités de court terme et de long terme proposés par HQD et lui a ordonné de « [...] *présenter, dès le prochain dossier du plan d'approvisionnement, une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges* »<sup>193</sup>.

[269] La Régie remarque également que la dernière mise à jour du PTÉ en énergie des mesures en efficacité énergétique date de 2011<sup>194</sup>.

[270] Enfin, la Régie convient qu'il existe une relation entre les coûts évités et la rentabilité des mesures en efficacité énergétique d'HQD, notamment celles affectant la fine pointe d'HQD<sup>195</sup>.

[271] **Pour ces raisons, la Régie demande à HQD de mettre à jour son PTÉ en énergie, à la suite de la décision à venir de la Régie quant aux coûts évités en énergie de court terme avant le dépôt du prochain Plan directeur. La section 8 détaille le cadre de dépôt et de traitement de cette étude.**

## 7. IMPACTS DES MODIFICATIONS LÉGISLATIVES

[272] Les 18 et 19 octobre 2018, la Régie a tenu une audience portant sur certaines questions relatives à sa nouvelle juridiction en vertu de l'article 85.41 de la Loi, tel

---

<sup>193</sup> Dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 76 et 77, par. 329, 330 et 340.

<sup>194</sup> Pièce [A-0138](#), p. 182 et 183.

<sup>195</sup> Pièce [C-RNCREQ-0020](#), p. 29.

qu'énoncées dans sa correspondance du 1<sup>er</sup> octobre 2018<sup>196</sup>. La présente section porte sur cet enjeu.

## 7.1 POSITION DES MISES EN CAUSE

### 7.1.1 ÉNERGIR

[273] Énergir soumet être visée par la notion de « distributeur d'énergie » prévue à l'article 85.41 de la Loi<sup>197</sup>. HQD et Gazifère sont également d'avis qu'elles sont visées par cette définition et que, considérant l'article 85.40 de la Loi, d'autres distributeurs que les distributeurs règlementés par la Régie pourraient être visés par l'exercice que la Régie doit faire en vertu de l'article 85.41 de la Loi. TEQ, l'ACEFO, l'ACIG-AQCIE-CIFQ, l'AHQ-ARQ et OC adhèrent à cette position, tout comme le ROÉÉ et le RTIÉÉ.

[274] Énergir soumet également que la LTEQ et la Loi doivent s'interpréter en tenant compte, notamment, de trois principes, soit tout d'abord rechercher l'intention du législateur, ensuite s'assurer de maintenir un processus règlementaire flexible afin de permettre aux Distributeurs d'adapter leur offre en efficacité énergétique aux besoins de leur clientèle à l'horizon du Plan directeur et, finalement, s'assurer de demeurer efficace et efficient au niveau règlementaire<sup>198</sup>.

[275] Énergir soumet que la *Loi d'interprétation*<sup>199</sup> prévoit, à son article 41, que la Loi et la LTEQ doivent recevoir une interprétation large et libérale, qui assure l'accomplissement de leurs objets et l'exécution de leurs prescriptions, suivant leur véritable sens, esprit et fin. Il ne faut donc pas donner un sens à l'article 85.41 de la Loi en vidant de son sens l'article 49 de cette même loi<sup>200</sup>. Aussi, il faut garder en tête l'article 5 de la Loi qui contient des signaux lancés par le législateur à la Régie pour l'exercice de ses fonctions. En ce sens, Énergir est d'avis qu'il serait contraire à l'intérêt public de conclure qu'à la suite de l'approbation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs, lesdits programmes et mesures sont figés pour une période de cinq ans.

---

<sup>196</sup> Lettre de la Régie du 1<sup>er</sup> octobre 2018, pièce [A-0036](#).

<sup>197</sup> Pièce [A-0039](#), p. 14.

<sup>198</sup> Pièce [A-0039](#), p. 15 à 17.

<sup>199</sup> [RLRQ c. I-16](#).

<sup>200</sup> Pièce [A-0039](#), p. 18 et suivantes.

[276] Énergir souligne que depuis environ 20 ans, la Régie examine en détail les programmes en efficacité énergétique dans le cadre des dossiers tarifaires annuels et l'ajout de l'article 85.41 de la Loi ne devrait pas faire en sorte que l'examen dans le cadre du présent dossier soit différent de celui qui est fait dans le cadre des dossiers tarifaires. Énergir invite donc la Régie à « *déplacer son centre d'attention* » des dossiers tarifaires vers le dossier quinquennal de TEQ, sans pour autant réformer les façons de faire, afin de s'assurer que les programmes et les mesures permettront éventuellement l'établissement de tarifs justes<sup>201</sup>.

[277] Énergir soumet toutefois que des modifications doivent être apportées à la façon dont la Régie exerce sa juridiction dans le cadre des dossiers tarifaires en matière d'efficacité énergétique. À cet effet, elle est d'avis que le Plan directeur devrait constituer une base en efficacité énergétique. Par la suite, si des modifications devaient être apportées à cette base, le dossier tarifaire annuel des Distributeurs devrait pouvoir permettre de procéder à des ajustements à la marge et de capter, au niveau des tarifs, l'effet de l'approbation du Plan directeur et de l'apport financier qui aura été approuvé dans le présent dossier. Aussi, Énergir est d'avis que les Distributeurs devraient pouvoir bénéficier d'une marge de manœuvre assez importante au niveau budgétaire afin de bénéficier d'une certaine flexibilité au niveau de l'ensemble des programmes<sup>202</sup>. Énergir propose que cette marge de manœuvre, qui est maintenant de 10 % pour l'ensemble des programmes d'une catégorie de clientèle, soit majorée en permettant aux Distributeurs d'engager des dépenses en aides financières jusqu'à un plafond de 20 % supérieur à l'apport financier approuvé par la Régie pour l'ensemble de leurs programmes et de leurs mesures sans limitation par catégorie de clientèle et sans qu'il ne soit requis de saisir préalablement la Régie d'une demande d'approbation<sup>203</sup>.

[278] En ce qui a trait à ce que pourraient constituer des ajustements à la marge, Énergir indique notamment que ces derniers ne devraient pas découler des modifications à la participation à un programme, d'où l'idée d'avoir une marge de manœuvre, mais qu'il pourrait s'agir d'un ajustement à la suite du constat d'une mauvaise calibration de l'aide financière liée à un programme. Il pourrait également s'agir de toute modification en lien avec les paramètres, à la suite d'une évaluation<sup>204</sup> du programme.

---

<sup>201</sup> Pièce [A-0039](#), p. 27.

<sup>202</sup> Pièce [C-Énergir-0056](#), p. 5.

<sup>203</sup> Pièce [C-Énergir-0056](#), p. 18.

<sup>204</sup> Pièce [C-Énergir-0056](#), p. 6.

[279] Énergir ajoute qu'un ajustement à la marge pourrait consister en l'ajout de nouveaux programmes qui pourraient être rendus nécessaires par des besoins de la clientèle en cours de Plan directeur, par exemple<sup>205</sup>.

[280] Énergir soumet qu'elle ne peut toutefois pas qualifier l'ampleur des possibles ajustements à la marge<sup>206</sup>.

[281] En réponse à une question de la Régie, Énergir indique que le fait de soumettre préalablement à TEQ les changements à la marge qu'elle propose d'apporter, le tout afin d'obtenir son aval avant de les présenter à la Régie, consisterait en une bonne pratique, qui permettrait de s'assurer d'une cohérence entre les initiatives de TEQ et celles d'Énergir<sup>207</sup>.

[282] En ce qui a trait aux suivis des évaluations des programmes, Énergir soumet, lors de l'audience du 18 octobre 2018, que ni la Loi, ni la LTEQ ne prévoient quel rôle devrait être joué entre les Distributeurs et TEQ. Lors de l'audience du 22 mars 2019, Énergir précise :

*« On comprend aujourd'hui que le Plan directeur ne fait pas référence au processus d'évaluation liés aux programmes des distributeurs.*

*[...]*

*La reddition de comptes fait référence à la notion de résultat, alors que l'évaluation des programmes des volets fait référence à un exercice d'amélioration continue, donc c'est deux choses qui sont différentes [...] ».*

[283] Énergir croit qu'il serait bénéfique d'harmoniser le traitement des évaluations entre les Distributeurs. À cet égard, Énergir souligne qu'elle souhaite avoir l'occasion de présenter, dans le cadre des dossiers tarifaires et des rapports annuels, les besoins et les ajustements requis aux programmes et ainsi abolir le traitement administratif des suivis<sup>208</sup>.

---

<sup>205</sup> Pièce [A-0135](#), p. 126.

<sup>206</sup> Pièce [A-0125](#), p. 51.

<sup>207</sup> Pièce [A-0135](#), p. 128.

<sup>208</sup> Pièce [A-0039](#), p. 34.

### 7.1.2 HQD

[284] Tout comme Énergir, HQD est d'avis que la Loi et la LTEQ doivent s'interpréter de façon cohérente entre elles, afin d'éviter que la Régie rende des décisions contradictoires<sup>209</sup>. Aussi, l'exercice de la juridiction de la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires à venir, quant à l'efficacité énergétique, devrait être au diapason de la décision à être rendue dans le présent dossier.

[285] HQD soumet que l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et mesures sous la responsabilité des Distributeurs constitue une base qui doit être approuvée annuellement dans le cadre des dossiers tarifaires<sup>210</sup>. L'approbation qui résultera de l'examen au présent dossier constituerait donc une approbation présumée des programmes et des mesures ainsi que de l'apport financier nécessaire à leur réalisation. Dans les dossiers tarifaires, il y aurait donc une preuve qui ne porterait que sur les modalités des programmes et des mesures qui nécessiteraient des modifications à la marge et le cadre règlementaire doit être assez souple pour permettre de tels ajustements. Or, HQD précise qu'avant de demander à la Régie l'autorisation de modifier un programme, des discussions préalables auront eu lieu avec TEQ.

[286] Finalement, HQD est d'avis que les suivis des programmes et des mesures en efficacité énergétique devraient se poursuivre de la même façon qu'en ce moment<sup>211</sup>.

### 7.1.3 GAZIFÈRE

[287] Gazifère indique souscrire aux positions exprimées par Énergir et HQD. Elle ajoute que la nouvelle juridiction de la Régie en vertu de l'article 85.41 de la Loi n'a pas pour objectif de refaire le système d'examen des mesures d'efficacité énergétique au complet, mais de bâtir sur l'expérience déjà acquise.

[288] En ce qui a trait aux suivis, Gazifère soumet que, présentement, ils sont examinés dans le cadre des dossiers tarifaires annuels et elle présume que la Régie voudra continuer de procéder ainsi, tout en allégeant le processus.

---

<sup>209</sup> Pièce [A-0039](#), p. 58.

<sup>210</sup> Pièce [A-0039](#), p. 64.

<sup>211</sup> Pièce [A-0039](#), p. 72.

[289] Gazifère indique, quant aux situations qui pourraient mener à une modification du Plan directeur, que l'article 14 de la LTEQ prévoit que la première situation pouvant mener à une telle modification est lorsque le Gouvernement impose à TEQ une telle modification afin de tenir compte de cibles additionnelles. Ensuite, TEQ peut modifier le Plan directeur si elle juge que des modifications sont nécessaires pour atteindre les cibles. Ainsi, lorsqu'un distributeur demandera à la Régie d'approuver une modification, TEQ pourra intervenir et faire les représentations appropriées, dans la mesure où les ajustements demandés auraient pour effet de requérir une modification au Plan directeur.

[290] Gazifère soumet également qu'une plus grande flexibilité doit lui être accordée afin d'éviter d'avoir à mettre un frein à certains programmes en efficacité énergétique en cours d'année. À cet effet, Gazifère demande à la Régie d'éliminer intégralement les règles de dépassement budgétaire en place actuellement. Si la Régie refusait cette option, Gazifère demande, subsidiairement à la Régie, de permettre un dépassement du budget du PGEÉ pouvant atteindre un niveau global maximal de 1,21 M\$ par année pour la période 2019-2022<sup>212</sup>.

#### 7.1.4 TEQ

[291] TEQ soumet que la juridiction de la Régie prévue à l'article 85.41 de la Loi fait en sorte que cette dernière doit approuver les programmes et les mesures en efficacité énergétique et l'apport financier nécessaire à leur réalisation de façon quinquennale. Selon TEQ, cet exercice s'inscrit dans un cadre de pérennité.

[292] En ce qui a trait à l'approbation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs, TEQ résume sa position en soumettant que l'examen des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs doit se faire en détail car il s'agit d'une approbation quinquennale spécifique<sup>213</sup>.

[293] TEQ soumet que dans le présent dossier, la Régie doit approuver maintenant les programmes et mesures ainsi que l'apport financier pour une durée de cinq ans en se penchant sur la question de façon complète. À cet égard, TEQ souligne que, par exemple, un distributeur pourrait allouer, pour la durée du Plan directeur, 1/5 de l'apport financier qui sera approuvé sur

---

<sup>212</sup> Pièce [A-0151](#), p. 196.

<sup>213</sup> Pièce [A-0039](#), p. 108.

une base quinquennale dans le cadre du présent dossier. Quant à l’approbation spécifique au fond des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs, la Régie pourra utiliser les tests économiques usuels<sup>214</sup>. Elle devra toutefois tenir compte des politiques énergétiques du Gouvernement, considérant l’article 5 de la Loi<sup>215</sup>.

[294] TEQ ajoute qu’en vertu de l’article 11 de la LTEQ, les Distributeurs fournissent, sur une base de cinq ans, les budgets prévisionnels de leurs programmes et mesures. Ce sont donc les Distributeurs qui établissent ce budget et la Régie doit l’approuver. Ce n’est pas la Régie qui doit l’établir. Aussi, lorsqu’il est approuvé par la Régie, l’apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs doit être traité comme un « *pass on* » dans le cadre des dossiers tarifaires annuels.

[295] En ce qui a trait aux modifications aux programmes que pourraient souhaiter les Distributeurs en cours de Plan directeur, TEQ souligne qu’il pourrait y avoir des modifications à la marge, mais pas de la même ampleur que celle plaidée par les mises en cause. Par exemple, ce ne pourrait pas être l’occasion de revoir le contenu d’un programme<sup>216</sup>. Lors de sa plaidoirie le 3 avril 2019, l’avocat de TEQ précise être en faveur d’accorder une certaine flexibilité aux Distributeurs afin qu’ils puissent bonifier leur offre en matière d’efficacité énergétique au moment de leur dossier tarifaire annuel, mais rappelle les obligations de ces derniers, notamment quant au fait de l’informer de tout changement en temps utile afin qu’elle puisse mesurer les impacts d’une telle modification sur l’atteinte des cibles et prendre position à cet égard<sup>217</sup>. Elle rappelle que les Distributeurs doivent l’informer de tout ajout d’une mesure hors-plan, considérant que cet ajout pourrait avoir un impact sur des mesures du Plan directeur, par exemple, en diminuant la participation à un programme qui y est prévu<sup>218</sup>.

[296] TEQ indique également qu’il n’y a que deux moments lors desquels la Régie approuve de façon spécifique les programmes et les mesures sous la responsabilité des Distributeurs. Il y a le moment où la Régie fait l’analyse initiale du Plan directeur aux fins de son entrée en vigueur, ainsi que lorsqu’il y a une révision du Plan directeur, conformément au 3<sup>e</sup> alinéa de l’article 85.41 de la Loi. En ce qui a trait aux modifications aux programmes qui pourraient survenir en cours de route, TEQ affirme que lorsqu’un distributeur souhaitera apporter une modification, il devra d’abord en aviser TEQ, en

---

<sup>214</sup> Pièce [B-0148](#), p. 17.

<sup>215</sup> Pièce [A-0151](#), p. 58.

<sup>216</sup> Pièce [A-0039](#), p. 127.

<sup>217</sup> Pièce [B-0148](#), p. 22.

<sup>218</sup> Pièce [A-0151](#), p. 72.

conformité avec l'article 15 de la LTEQ. Ainsi, lors des dossiers tarifaires, les Distributeurs n'auraient qu'à présenter le fait que TEQ est en accord avec la modification et la Régie exercera sa juridiction en matière tarifaire à cet égard<sup>219</sup>.

[297] Lors de l'audience du 3 avril 2018, TEQ indique qu'elle ne s'objectera pas aux modifications proposées par les Distributeurs si elles n'ont pas pour effet d'abaisser les prévisions de réduction de l'offre de programmes et de mesures des Distributeurs<sup>220</sup>.

[298] TEQ mentionne qu'en vertu de l'alinéa 2 de l'article 15 de la LTEQ, les Distributeurs sont tenus de l'informer lorsqu'ils ne sont pas en mesure de réaliser dans les délais et selon les modalités prévues au Plan directeur une mesure sous leur responsabilité, afin que TEQ puisse choisir de mettre en œuvre, aux frais du Distributeur, ladite mesure<sup>221</sup>. Or, dans le cas où TEQ et un distributeur ne réussiraient pas à s'entendre, TEQ souhaite avoir l'opportunité de faire des représentations devant la Régie lors d'un dossier tarifaire ou de tout autre dossier lors duquel la modification de l'offre souhaitée par ce distributeur serait examinée<sup>222</sup>.

[299] TEQ affirme également qu'elle adhère à la notion de « *bottom line* » invoquée par les Distributeurs, en ce qui a trait au montant de l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous leur responsabilité<sup>223</sup>.

[300] En ce qui a trait à l'évaluation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs, TEQ soumet qu'elle va se prévaloir de la possibilité qu'elle a, en vertu de l'article 16 de la LTEQ, de demander des redditions de compte car elle devra les obtenir aux fins des déclarations qu'elle doit soumettre au ministre annuellement<sup>224</sup>. Or, cette analyse sera différente de celle des suivis requis par la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires, car elle sera axée sur l'atteinte des cibles, plutôt que sur la rentabilité des programmes. Ces deux suivis pourraient donc coexister.

[301] TEQ précise que les indicateurs de performance qu'elle doit déterminer portent sur le suivi global du Plan directeur au niveau de ses grands objectifs et de l'atteinte des cibles. Les

---

<sup>219</sup> Pièce [A-0039](#), p. 128.

<sup>220</sup> Pièce [B-0148](#), p. 18.

<sup>221</sup> Pièce [B-0148](#), p. 16.

<sup>222</sup> Pièce [B-0148](#), p. 22.

<sup>223</sup> Pièce [A-0039](#), p. 135.

<sup>224</sup> Pièce [A-0039](#), p. 138.

travaux à cet égard ont débuté. Par contre, les évaluations des programmes et des mesures des Distributeurs relèvent de ces derniers. S'ils concluaient qu'une mesure n'est pas performante, il leur appartiendrait probablement d'aviser TEQ, mais aussi de proposer des ajustements ou des correctifs. Compte tenu de l'encadrement mis en place par la Régie à cet égard, TEQ compte concentrer ses efforts sur l'évaluation et le suivi au niveau ministériel<sup>225</sup>.

## 7.2 POSITION DES INTERVENANTS

### 7.2.1 ACEFO

[302] L'ACEFO soumet que la Régie doit, dans le cadre du présent dossier, approuver les programmes et les mesures sous la responsabilité des Distributeurs ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation pour une période de cinq ans. À une question de la Régie, l'ACEFO précise que le montant de l'apport financier devrait être considéré, dans le cadre des dossiers tarifaires annuels, comme un « *pass on* »<sup>226</sup>. Ce montant pourrait toutefois être ajusté très légèrement, mais cela devrait être examiné dans un processus formel auquel TEQ participerait et serait préalablement consulté.

[303] Or, lors de l'audience du 5 avril 2019, l'ACEFO précise que la Régie doit continuer de s'assurer que les tarifs qu'elle fixe dans le cadre des dossiers tarifaires sont justes et raisonnables et qu'à ces fins, elle doit continuer de procéder à l'évaluation périodique des programmes des Distributeurs et continuer d'exercer son jugement et son pouvoir décisionnel quant à l'approbation des objectifs d'économie d'énergie et des budgets qu'elle juge raisonnable d'approuver pour les inclure dans les tarifs<sup>227</sup>.

### 7.2.2 ACIG-AQCIE-CIFQ

[304] L'intervenant soumet que l'article 4 de la LTEQ donne une bonne idée de l'intention du législateur relativement à certaines questions abordées à l'audience. Cet article prévoit que TEQ a pour mission de soutenir, stimuler et promouvoir la transition, l'innovation et

---

<sup>225</sup> Pièce [A-0142](#), p. 22, 38 et 99.

<sup>226</sup> Pièce [A-0039](#), p. 190.

<sup>227</sup> Pièce [A-0155](#), p. 241.

l'efficacité énergétiques et d'en assurer une gouvernance intégrée<sup>228</sup>. Ainsi, un distributeur qui souhaiterait mettre en œuvre son propre programme d'efficacité énergétique et intégrer le budget y étant associé dans ses tarifs ne pourrait pas le faire en dehors du contexte du Plan directeur. L'intervenante fait également ressortir le fait qu'à travers toutes les étapes prévues à la LTEQ et menant à la réalisation du Plan directeur, seule la Régie a un pouvoir décisionnel permettant l'entrée en vigueur dudit Plan, en vertu de l'article 13 de la LTEQ<sup>229</sup>.

[305] L'intervenant souligne que la Régie n'a pas perdu sa juridiction en matière tarifaire et qu'elle doit toujours s'assurer que les tarifs qu'elle fixe sont justes et raisonnables.

[306] En ce qui a trait aux modifications aux programmes et aux mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des Distributeurs, ainsi qu'à l'apport financier nécessaire à leur réalisation, l'intervenant indique qu'il importe de faire preuve de flexibilité, notamment en raison des modifications rapides au niveau des technologies<sup>230</sup>. Il mentionne que pour procéder à une modification d'une mesure ou d'un programme, il ne devrait pas être nécessaire de procéder via une modification du Plan directeur en vertu de l'article 14 de la LTEQ, lorsque la modification n'affecte pas l'atteinte des cibles, à la hausse, comme à la baisse.

[307] L'intervenant soumet également que bien que l'article 16 de la LTEQ prévoie que cette dernière peut demander à un ministère, un organisme ou un distributeur de lui présenter un état de situation portant notamment sur les actions menées dans le cadre du Plan directeur, de même que sur les résultats obtenus, cela ne constitue pas un processus formel de suivi des programmes ou du Plan directeur par TEQ elle-même<sup>231</sup>. L'intervenant souligne que la Régie peut maintenir le *statu quo* pour le suivi des programmes et des mesures intégrées au Plan directeur. Il croit également, qu'à ce stade-ci, les seuls programmes pour lesquels il y a des assurances suffisantes qu'ils feront l'objet d'un suivi adéquat sont ceux des Distributeurs<sup>232</sup>.

---

<sup>228</sup> Pièce [A-0039](#), p. 199.

<sup>229</sup> Pièce [A-0039](#), p. 212.

<sup>230</sup> Pièce [A-0153](#), p. 28.

<sup>231</sup> Pièce [A-0039](#), p. 223.

<sup>232</sup> Pièce [A-0153](#), p. 22.

### 7.2.3 AHQ-ARQ

[308] Lors de l'audience du 18 et 19 octobre 2018, l'intervenant indique faire siennes les représentations de l'ACEFO.

[309] Lors de l'audience du 5 avril 2019, l'intervenant précise qu'à chaque année, dans le cadre des dossiers tarifaires, la Régie devra valider les budgets demandés, évaluer les prévisions qui auront peut-être changé, les problèmes survenus et constater les résultats afin de ne pas reproduire les erreurs passées, le cas échéant. Ainsi, l'intervenante est d'avis que la Régie, dans le présent dossier, ne peut lier les formations des dossiers tarifaires en cours de Plan directeur<sup>233</sup> et que des modifications aux programmes ou aux budgets pourraient être effectuées dans ce cadre, mais devront être validées par TEQ.

### 7.2.4 AQP-ACP

[310] En ce qui a trait à l'approbation des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des Distributeurs, l'intervenant est d'avis qu'il s'agit d'une approbation qui vaut pour une période de cinq ans et qu'à cet effet, la Régie, une fois cette approbation donnée, ne devrait plus avoir la flexibilité ni donner de la latitude aux Distributeurs pour modifier les programmes et mesures, d'autant plus que l'intervenant ne peut s'adresser à la Régie d'un point de vue tarifaire, car il n'est pas visé par l'article 2 de la Loi<sup>234</sup>. Aussi, l'intervenant est d'avis que l'examen des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs doit se faire dans le fin détail dans le cadre du présent dossier.

[311] En ce qui a trait à la façon dont la Régie devrait exercer sa juridiction en matière tarifaire, l'intervenant soumet que ce devrait être « *business as usual* », car l'examen sera fait en amont, de façon détaillée dans le cadre du présent dossier<sup>235</sup>.

---

<sup>233</sup> Pièce [A-0155](#), p. 262.

<sup>234</sup> Pièce [A-0042](#), p. 12.

<sup>235</sup> Pièce [A-0042](#), p. 16.

### 7.2.5 FCEI

[312] La FCEI soumet que la Régie possède toujours le pouvoir d'examiner les programmes et les mesures en efficacité énergétique des Distributeurs à chaque année, dans leur dossier tarifaire, en vertu de l'article 49 de la Loi, qui n'a pas été modifié. En effet, cet article prévoit toujours que la Régie doit s'assurer que les tarifs sont justes et raisonnables et cela implique un examen des programmes et des mesures dans le cadre des dossiers tarifaires<sup>236</sup>.

[313] La FCEI est d'avis que beaucoup reste à faire quant au suivi serré et à la mesure du succès des objectifs et programmes. Rien n'empêche, dans la Loi ou dans la LTEQ, qu'un chantier commun soit ouvert, pour que la Régie puisse aider TEQ à s'assurer qu'elle a les meilleurs outils pour suivre l'atteinte des cibles et TEQ fera ensuite ses déterminations<sup>237</sup>.

### 7.2.6 GRAME ET RNCREQ

[314] Selon ces intervenants, l'article 85.41 de la Loi constitue une nouvelle juridiction qui est distincte du pouvoir de fixation des tarifs. Il s'agit de l'approbation au fond des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs, ainsi que de l'apport financier nécessaire à leur réalisation. Ainsi, dans le cadre de l'article 85.41 de la Loi, la Régie n'a pas qu'un rôle d'approbation budgétaire. Les intervenants sont donc d'avis que la Régie doit pouvoir adopter, avec ou sans modifications, les programmes et mesures, en s'appuyant sur des considérations qui peuvent dépasser le cadre financier<sup>238</sup>.

[315] Ces intervenants soumettent qu'il existe certaines zones grises quant à l'exercice de la juridiction de la Régie en matière tarifaire à la suite de l'adoption du Projet de loi 106. En recherchant l'intention du législateur dans les propos tenus en commission parlementaire, notent que la sous-ministre à l'énergie avait, à ce moment, souligné que le Plan directeur comprendrait les PGEÉ des Distributeurs et que dans le meilleur des mondes, ces PGEÉ ne seraient plus devant la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires<sup>239</sup>, dans le cadre desquels la Régie devra prendre en compte l'offre règlementée qui est à l'intérieur du Plan directeur.

---

<sup>236</sup> Pièce [A-0153](#), p. 121.

<sup>237</sup> Pièce [A-0153](#), p. 95, 119 et 120.

<sup>238</sup> Pièce [A-0042](#), p. 26.

<sup>239</sup> Pièce [A-0042](#), p. 30.

[316] Or, selon les intervenants, les PGEÉ ne seraient plus devant la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires dans la mesure où les prévisions approuvées pour cinq ans dans le cadre du présent dossier s'avèrent des prédictions parfaites. Toutefois, il est peu probable que les résultats concordent parfaitement avec les prévisions et des ajustements mineurs pourraient alors être faits dans le cadre des dossiers tarifaires, car les articles relatifs aux pouvoirs de la Régie en matière tarifaire sont demeurés, à toutes fins pratiques, inchangés<sup>240</sup>.

[317] Aussi, les intervenants sont d'avis que le libellé de l'article 49 de la Loi fait en sorte que la Régie ne peut simplement prendre acte du montant de l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs et le diviser par 5 aux fins de la fixation des tarifs annuellement.

[318] Lors de l'audience du 5 avril 2019, le GRAME soumet qu'une certaine flexibilité doit être offerte aux Distributeurs pour la durée du Plan directeur et qu'en conséquence, il recommande à la Régie d'autoriser tout dépassement en cours d'année du nombre de participants, dans la mesure où les autres paramètres autorisés demeurent inchangés<sup>241</sup>.

[319] Finalement, quant aux suivis des programmes et des mesures, ces intervenants sont d'avis que la Régie conserve tous ses pouvoirs d'exiger des suivis, mais propose un arrimage avec ceux demandés par TEQ.

### 7.2.7 OC

[320] OC est d'avis que la Régie doit toujours s'assurer de la justesse des dépenses afin de fixer des tarifs justes et raisonnables. Ainsi, elle doit continuer à valider les budgets et les programmes et mesures, conformément aux articles 31, 49 alinéa 2, 49 (7°) et 52.1 de la Loi. La seule chose qui a changé est le fait que les Distributeurs devront désormais aviser TEQ des changements qui pourraient être apportés à leurs programmes en cours de Plan directeur<sup>242</sup>.

---

<sup>240</sup> Pièce [A-0042](#), p. 31.

<sup>241</sup> Pièce [A-0155](#), p. 199.

<sup>242</sup> Pièce [A-0153](#), p. 190.

[321] Selon OC, la Régie ne doit pas retenir l'interprétation restrictive de ses pouvoirs plaidée par TEQ, surtout considérant que les articles relatifs à sa juridiction en matière tarifaire n'ont pas changé<sup>243</sup>.

[322] En ce qui a trait aux modifications des programmes et des mesures pendant la période du Plan directeur, l'intervenante souligne que ces derniers sont appelés à évoluer au cours de cette période et que l'existence d'un Plan directeur ne doit pas limiter cette nécessaire évolution<sup>244</sup>.

[323] Quant aux suivis des programmes, l'intervenante soumet qu'ils doivent être faits par TEQ et par la Régie conformément à leur mission respective. La Régie doit donc procéder à l'évaluation de ces suivis dans l'optique où elle doit fixer des tarifs justes et raisonnables. TEQ, quant à elle, doit faire des suivis en vertu de l'article 16 LTEQ en lien avec sa responsabilité d'atteindre les cibles fixées par le Gouvernement. Ces suivis ne sont pas contradictoires, mais complémentaires<sup>245</sup>.

### 7.2.8 ROÉÉ

[324] Cet intervenant soumet que la Régie doit assurer la participation du public à l'approbation des programmes, des mesures et des budgets en matière d'efficacité énergétique<sup>246</sup>.

[325] Quant aux modifications aux programmes et aux mesures ainsi qu'à l'apport financier nécessaire à leur réalisation pendant la période du Plan directeur, le ROÉÉ n'est pas d'accord avec la proposition d'Énergir d'avoir une marge de manœuvre d'environ 20 % quant à l'apport financier, car de simples modifications pourraient avoir des impacts importants sur la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles. La Régie devrait donc toujours avoir la possibilité de regarder des propositions de modifications aux programmes et aux mesures<sup>247</sup>.

---

<sup>243</sup> Pièce [A-0042](#), p. 69.

<sup>244</sup> Pièce [A-0042](#), p. 72.

<sup>245</sup> Pièce [A-0042](#), p. 73.

<sup>246</sup> Pièce [A-0042](#), p. 80.

<sup>247</sup> Pièce [A-0042](#), p. 91.

### 7.2.9 RTIÉE

[326] Cet intervenant soumet que le Plan directeur constitue un outil de planification quinquennale et que les programmes et les mesures sous la responsabilité des Distributeurs doivent être approuvés annuellement, en sus de l'approbation qui a lieu dans le cadre du présent dossier<sup>248</sup>.

[327] Le RTIÉE soumet que la Régie a le pouvoir d'approuver les programmes et les mesures en efficacité énergétique de façon provisoire au présent dossier, voire jusqu'à la fin du Plan directeur, afin que des programmes et des mesures additionnels soient ajoutés en cours de route ou que des modifications y soient apportées<sup>249</sup>.

[328] Le RTIÉE ajoute que dans le cadre des dossiers tarifaires, la Régie a la pleine juridiction afin de décider de façon appropriée ce qui devrait s'y retrouver, cette juridiction n'ayant pas été modifiée à la suite de l'adoption de l'article 85.41 de la Loi. La Régie ne serait donc pas liée par l'approbation de l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures sous la responsabilité des Distributeurs du seul fait que l'article 49 de la Loi (ainsi que l'article 52.1 de la Loi) prévoit qu'elle doit tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du Plan directeur<sup>250</sup>.

[329] Finalement, l'intervenant mentionne, quant aux suivis des évaluations des programmes et des mesures, que TEQ doit assurer le suivi de son Plan directeur et la Régie doit assurer le suivi de ses décisions en matière tarifaire. Selon le RTIÉE, ces processus existent déjà et doivent être maintenus.

### 7.2.10 UPA

[330] L'UPA aborde, lors de l'audience du 4 avril 2019, les différents pouvoirs de la Régie prévus à l'article 85.41 de la Loi, notamment en conjonction avec l'article 5 de la Loi. À cet égard, l'UPA mentionne être d'avis que l'article 5 de la Loi doit être interprété de façon large et libérale afin de permettre à la Régie, notamment, de demander à TEQ de réintégrer la mesure

---

<sup>248</sup> Pièce [A-0155](#), p. 101.

<sup>249</sup> Pièce [A-0042](#), p. 130.

<sup>250</sup> Pièce [A-0042](#), p. 138.

liée à l'extension du réseau électrique triphasé au Plan directeur. En effet, selon l'intervenante, cette dernière a été oubliée, puisqu'elle se trouvait dans la Politique énergétique 2030. Cela est possible pour la Régie, même en l'absence de preuve que le Plan directeur n'a pas la capacité d'atteindre les cibles fixées par le Gouvernement, considérant qu'il s'agit de procéder à la correction d'une erreur afin d'assurer la protection des consommateurs<sup>251</sup>.

## 7.3 OPINION DE LA RÉGIE

### 7.3.1 DISTRIBUTEURS D'ÉNERGIE VISÉS PAR L'ARTICLE 85.41 DE LA LOI

[331] En vertu de l'article 85.41 de la Loi, la Régie doit approuver les programmes et les mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des distributeurs d'énergie, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation.

[332] La définition de « distributeur d'énergie » ne se retrouve pas à la Loi. L'article 2, toutefois, prévoit une définition pour les distributeurs suivants :

*« 2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:*

*[...]*

*“distributeur d'électricité” : Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;*

*“distributeur de gaz naturel” : une personne ou une société qui est titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel ou qui exerce ce droit à titre de locataire, fidéicommissaire, liquidateur, syndic ou à quelque autre titre que ce soit;*

*“distributeur de produits pétroliers” : quiconque approvisionne un commerçant au détail de produits pétroliers;*

*“distributeur de vapeur” : quiconque distribue ou fournit, à des fins de chauffage, de la vapeur par canalisation à un consommateur;*

*[...] ».*

---

<sup>251</sup> Pièce [A-0153](#), p. 156.

[333] Or, l'article 85.40 de la Loi prévoit que :

*« Les termes et expressions définis à l'article 7 de la Loi sur Transition énergétique Québec (chapitre T-11.02) s'appliquent au présent chapitre ».*

[334] L'article 7 de la LTEQ prévoit la définition de « distributeur d'énergie » qui s'applique à cette loi et au chapitre VI.4 de la Loi relatif au Plan directeur:

*« Dans la présente loi, on entend par “distributeur d'énergi” :*

*1° Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;*

*2° un distributeur de gaz naturel visé à l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01);*

*3° un distributeur de carburants et de combustibles, soit:*

- a) une personne qui, au Québec, raffine, fabrique, mélange, prépare ou distille des carburants et des combustibles;*
- b) une personne qui apporte ou fait apporter au Québec des carburants et des combustibles contenus dans un ou plusieurs réceptacles totalisant plus de 200 litres, autres que ceux contenus dans le réservoir de carburant installé comme équipement normal d'alimentation du moteur d'un véhicule;*
- c) une personne qui, au Québec, échange des carburants et des combustibles avec une personne décrite au sous-paragraphe a;*
- d) toute personne morale ou société qui apporte au Québec des carburants et des combustibles à des fins autres que la revente;*

*4° un réseau municipal régi par la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41) et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville régie par la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (1986, chapitre 21).*

*Pour l'application du paragraphe 3° du premier alinéa, on entend par:*

*“carburants et combustible”, l’essence, le diesel, le mazout ou le propane, à l’exception des carburants utilisés en aviation ou servant à l’alimentation des moteurs de navire, des hydrocarbures utilisés comme matière première par les industries qui transforment les molécules d’hydrocarbures par des procédés chimiques et pétrochimiques et de la partie renouvelable des carburants et des combustibles;*

*“diesel”, un mélange liquide d’hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole destiné à alimenter les moteurs diesel;*

*“essence”, un mélange liquide d’hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole employé principalement comme carburant dans les moteurs à allumage commandé;*

*“mazout”, un mélange liquide d’hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole et utilisé pour le chauffage domestique, commercial, institutionnel et industriel;*

*“propane”, un mélange liquide d’hydrocarbures provenant du raffinage du pétrole ou du traitement du gaz naturel et utilisé, soit comme carburant dans les moteurs à allumage commandé, soit notamment pour la cuisson ou le chauffage domestique, commercial, institutionnel et industriel ».*

[335] Ainsi, la définition prévue à l’article 7 de la LTEQ vise davantage de distributeurs que ceux visés par la Loi. Il se pourrait donc que dans le cadre de l’examen de prochains Plans directeurs en vertu de l’article 85.41 de la Loi, d’autres distributeurs que ceux envers lesquels la Régie exerce, notamment, sa juridiction en matière tarifaire soient visés par le processus d’examen devant la Régie.

### **7.3.2 IMPACTS EN MATIÈRE TARIFAIRE DE LA NOUVELLE JURIDICTION DE LA RÉGIE EN VERTU DE L’ARTICLE 85.41 DE LA LOI**

[336] L’examen de la Régie, dans le présent dossier, est fait dans l’optique où les programmes et les mesures sous la responsabilité des Distributeurs permettront, au terme du Plan directeur, de contribuer à l’atteinte des cibles en efficacité énergétique fixées par décret par le Gouvernement.

[337] La juridiction de la Régie en matière tarifaire, quant à elle, est prévue aux articles 31, 49 et 52.1 de la Loi :

« 31. La Régie a compétence exclusive pour:

*1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;*

[...] ».

[nous soulignons]

[338] L'article 49 de la Loi prévoit que lorsqu'elle exerce sa juridiction en matière tarifaire, la Régie doit s'assurer que les tarifs sont justes et raisonnables et qu'elle doit, lorsqu'elle fixe un tarif de gaz naturel, tenir compte du montant annuel qu'un distributeur de gaz naturel alloue à la réalisation des programmes et mesures dont il est responsable en vertu du Plan directeur :

*« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:*

*1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;*

[...]

*7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;*

*Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques.*

[...] ». [nous soulignons]

[339] L'article 52.1 de la Loi, quant à lui, prévoit que les paragraphes 6 à 10 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, ainsi que les deuxième et troisième alinéas s'appliquent également à la fixation des tarifs d'électricité, en y apportant les adaptations nécessaires :

*« 52.1 Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, des montants d'aide financière accordés et versés en vertu de l'article 39.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) dans la mesure où le distributeur n'a pas été remboursé de ces montants et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article. La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie ».* [nous soulignons]

[340] Dans le cadre de l'exercice de sa juridiction exclusive en matière tarifaire, la Régie doit donc s'assurer, notamment, de fixer des tarifs justes et raisonnables toujours dans l'esprit de l'article 5 de la Loi.

[341] La juridiction de la Régie en matière tarifaire a été modifiée dans la foulée de la création de TEQ et de l'ajout de pouvoirs d'approbation de la Régie à l'article 85.41 de la Loi. En effet, en vertu des articles 49 et 52.1 de la Loi, la Régie, lorsqu'elle fixe un tarif de gaz naturel ou d'électricité, doit dorénavant tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur alloue à la réalisation des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du Plan directeur.

[342] Lors de l'audience des 18 et 19 octobre 2018, certains participants ont évoqué la possibilité que le montant de l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des Distributeurs pourrait être considéré, dans le cadre des dossiers tarifaires annuels, comme un « *pass on* ». Si tel était le cas, la Régie n'aurait qu'à constater le montant de l'apport financier tel qu'approuvé dans le présent dossier pour l'année financière sous examen et l'intégrer dans les tarifs, sans procéder à son examen.

[343] La Régie partage en partie cette position. Elle est d'avis que l'intention du législateur, en lui accordant de nouveaux pouvoirs, n'était pas d'alourdir ou de dupliquer

le processus règlementaire en lien avec les programmes et les mesures en efficacité énergétique, qui étaient examinés dans le cadre des dossiers tarifaires annuels des Distributeurs aux fins de l'approbation de leur budget. Cela implique nécessairement que l'examen des budgets liés aux programmes et aux mesures en efficacité énergétique dans le cadre des dossiers tarifaires annuels doit être différent et bénéficier, à des fins d'efficacité règlementaire, de l'exercice accompli dans le présent dossier. Il serait en effet inefficace de refaire annuellement, dans le cadre des dossiers tarifaires, les débats qui ont eu lieu dans le présent dossier. D'ailleurs, c'est en vertu de l'article 85.41 de la Loi que la Régie a le pouvoir d'approuver, avec ou sans modification, les programmes et les mesures des Distributeurs ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation. Cette nouvelle compétence se retrouve au chapitre VI.4 de la Loi relatif au Plan directeur, soit un chapitre distinct de celui sur la compétence de la Régie en matière tarifaire.

[344] Cependant, considérant que la Régie possède toujours sa juridiction exclusive en matière tarifaire, elle pourrait juger opportun d'examiner à nouveau le budget d'un programme ou une mesure sous la responsabilité d'un distributeur dont l'impact tarifaire serait jugé démesuré.

[345] Également, comme l'ont soulevé certains participants, les programmes et les mesures en efficacité énergétiques sous la responsabilité des Distributeurs sont appelés à évoluer au cours d'une période de cinq ans afin de mieux refléter, entre autres, les besoins de la clientèle, mais également l'évolution du marché. Cela implique également, nécessairement, que l'apport financier nécessaire à la réalisation de ces programmes et mesures, pourrait, à l'issue de la période de cinq ans du Plan directeur, être différent de celui qui aura été approuvé par la Régie dans le cadre du présent dossier.

[346] Certains participants sont d'avis que la Régie pourrait, lors des dossiers tarifaires, examiner les propositions de modifications à la marge aux programmes et mesures sous la responsabilité des Distributeurs.

[347] La Régie partage cet avis dans le respect des articles pertinents de la Loi et de la LTEQ.

[348] La Régie souligne que la Loi ne prévoit que deux situations lors desquelles elle peut approuver des modifications aux programmes et aux mesures en efficacité énergétique. L'article 85.41 de la Loi prévoit qu'elle peut approuver les programmes et mesures en

efficacité énergétique avec ou sans modifications au moment de l'examen initial du Plan directeur.

[349] Également, la LTEQ prévoit à son article 14 que TEQ doit réviser le Plan directeur si le Gouvernement lui demande de le modifier, ou encore, elle peut elle-même le modifier si elle juge que des modifications sont nécessaires pour atteindre les cibles :

*« 14. Transition énergétique Québec doit réviser le Plan directeur si le gouvernement lui demande de le modifier, notamment pour tenir compte de cibles additionnelles.*

*Transition énergétique Québec peut aussi le modifier si elle juge que des modifications sont nécessaires pour atteindre les cibles.*

*Le plan révisé est soumis aux dispositions des articles 12 et 13, compte tenu des adaptations nécessaires* ».

[nous soulignons]

[350] Les articles 12 et 13 de la LTEQ, quant à eux, prévoient que dans le cas où une modification au Plan directeur doit être apportée, les étapes suivantes doivent être suivies :

*« 12. Dans le cadre de l'élaboration du plan directeur, Transition énergétique Québec consulte la Table des parties prenantes, instituée en vertu de l'article 41. À cette fin, elle transmet notamment à la Table les programmes et les mesures qui lui ont été soumis par les ministères, les organismes et les distributeurs d'énergie afin d'obtenir son avis.*

*Une fois le plan directeur complété, Transition énergétique Québec le soumet à la Table afin que cette dernière puisse produire son rapport conformément aux dispositions des articles 45 et 46.*

*13. À la date fixée par le ministre, Transition énergétique Québec lui soumet le plan directeur et le rapport de la Table des parties prenantes.*

*Le ministre les soumet ensuite au gouvernement afin que ce dernier détermine si le plan directeur répond aux cibles, aux orientations et aux objectifs généraux qu'il a établis en vertu de l'article 9.*

*Si le plan est jugé conforme par le gouvernement, Transition énergétique Québec le soumet à la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), avec le rapport de la Table, aux fins de l'application de l'article 85.41 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Le plan entre en vigueur à la suite de l'approbation et de l'avis de la Régie de l'énergie en vertu de cet article ».*

[nous soulignons]

[351] Ainsi, la Régie pourrait devoir examiner, aux fins de leur approbation, des modifications au Plan directeur dans le cas où TEQ ou le gouvernement décidait que des modifications doivent être apportées au Plan tel que prévu à l'article 14 de la LTEQ. Dans ce cas, le Plan directeur devra être resoumis à la Table des parties prenantes et à la Régie.

[352] Les distributeurs, quant à eux, ont l'obligation, en vertu de l'article 15 de la LTEQ, d'informer TEQ dans l'éventualité où ils ne seraient pas en mesure de réaliser les programmes et les mesures sous leur responsabilité dans les délais et selon les modalités prévues au Plan directeur :

*« 15. Les ministères, les organismes et les distributeurs d'énergie doivent réaliser les programmes et les mesures dont ils sont responsables en vertu du plan directeur.*

*Un distributeur d'énergie qui ne peut réaliser un tel programme ou une telle mesure, dans le délai et de la manière prévus au plan directeur, doit en aviser Transition énergétique Québec. Cette dernière peut, aux frais du distributeur, mettre en oeuvre le programme ou la mesure qu'il est en défaut de réaliser, après lui avoir donné un avis écrit de 30 jours à cet effet ».*

[353] Il s'ensuit donc, selon la Régie, que tout distributeur qui souhaite présenter une modification à un programme ou à une mesure dans un dossier tarifaire aux fins de la reconnaissance d'un montant différent de celui approuvé dans le cadre du présent dossier, devra en avoir préalablement informé TEQ, qui pourrait appuyer la modification.

### 7.3.3 ENCADREMENT LÉGISLATIF DES SUIVIS

[354] L'article 53 de la LTEQ prévoit que :

*« Transition énergétique Québec doit, au plus tard le 30 juin de chaque année, produire au ministre ses états financiers ainsi qu'un rapport de ses activités pour l'exercice précédent.*

[...]

*Le rapport d'activités doit notamment comprendre :*

*1° un suivi du plan directeur notamment quant à l'état d'avancement de ce plan, à l'atteinte des cibles déterminées par le gouvernement, au nombre de programmes et de mesures mis en œuvre ainsi qu'aux budgets utilisés;*

*2° les résultats annuels de Transition énergétique Québec selon les indicateurs de performance déterminés conformément à l'article 17;*

*3° un suivi des demandes d'évaluation de mesures additionnelles faites par la Régie de l'énergie conformément à l'article 85.43 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ».*

[355] L'article 16 de la LTEQ prévoit quant à lui que :

*« Dans le but d'assurer un suivi des programmes et des mesures qui doivent être réalisés par un ministère, un organisme ou un distributeur d'énergie, Transition énergétique Québec peut demander à l'un d'eux qu'il lui présente un état de situation portant notamment sur les actions menées dans le cadre du plan directeur, de même que sur les résultats obtenus ».*

[356] Tel que mentionné par certains participants, bien que TEQ puisse demander aux distributeurs, en vertu de l'article 16 de la LTEQ, de lui présenter un état de situation portant sur les actions menées dans le cadre du Plan directeur, il n'en demeure pas moins que cet état de situation vise à soutenir TEQ dans son obligation de rendre compte annuellement de l'état d'avancement du Plan directeur en vertu de l'article 53 de la LTEQ, mais n'a pas la même fonction que celle recherchée par la Régie lors de l'exercice de sa juridiction en matière tarifaire, notamment.

[357] **La Régie juge que les suivis des évaluations des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des Distributeurs doivent toujours être effectués devant elle afin de soutenir l'exercice de sa juridiction tarifaire pour évaluer les modifications à la marge qui pourraient être présentées lors des dossiers tarifaires, pour constater les résultats dans les rapports annuels et pour traiter le prochain plan directeur.** Elle est également d'avis, comme certains participants l'ont soulevé lors de l'audience, que par soucis de transparence, ces suivis doivent désormais être déposés de façon administrative en suivi de la présente décision ou dans le cadre des dossiers tarifaires, lorsque des modifications à la marge seront proposées par les Distributeurs, ou des dossiers de rapport annuel, tel qu'il sera précisé dans la section suivante.

## 8. PROCESSUS DE SUIVI ET ÉVALUATION DES PROGRAMMES ET DES MESURES

### 8.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

[358] Pour Énergir, les évaluations sont la première source d'information, mais non la seule, lorsque vient le temps de modifier un programme. Les évaluations permettent de faire le point sur l'ensemble des paramètres, ainsi que sur l'aide financière associée à un programme, afin de maintenir un équilibre optimal de l'offre. Pour Énergir, le terme « paramètre » inclut les gains ou les économies unitaires et, selon le cas, le taux d'opportunisme, le taux d'entraînement, l'effet de bénévolat, la durée de vie, le coût incrémental et les coûts évités.

[359] Énergir est favorable à ce que l'adaptation des paramètres ait lieu sur la base de faits documentés, dans le cadre de l'examen du rapport annuel dans lequel les résultats réels comprendraient l'ensemble des ajustements relatifs aux paramètres. S'il y a lieu, les écarts seraient expliqués et les mécanismes réglementaires en place pourraient être appliqués<sup>252</sup>.

[360] Si la mise à jour des paramètres rendait un programme ou une mesure non rentable, Énergir indique qu'elle aviserait la Régie et proposerait des ajustements à la marge « à la

---

<sup>252</sup> Pièces [A-0125](#), p. 40, [A-0135](#), p. 29, 123 et 124, et [C-Énergir-0015](#), p. 30.

baisse » dans le cadre d'un dossier tarifaire, en ne subventionnant plus ce programme ou cette mesure dans un horizon prédéfini<sup>253</sup>.

[361] Énergir soumet que les rapports d'évaluation seront toujours déposés auprès de la Régie afin de justifier tout ajustement des programmes. La Régie pourrait publier ces rapports sur son site internet pour que les intervenants, le public en général et TEQ le cas échéant, puissent constater les résultats<sup>254</sup>.

[362] Gazifère indique également être favorable à la possibilité de traiter dorénavant les rapports d'évaluation lors de l'examen de son rapport annuel. Les paramètres révisés seraient utilisés dans un dossier tarifaire à venir si Gazifère changeait son offre de programmes, ou dans le cadre de l'examen du prochain Plan directeur. Les justifications détaillées des écarts volumétriques et monétaires entre les données prévisionnelles et les résultats réels seraient présentées à la Régie pour approbation lors de l'examen de son rapport annuel.

[363] Si un programme s'avérait moins performant que prévu, Gazifère précise : « [...] *il va y avoir les suivis dans tous les dossiers de fermeture, donc, vous allez voir toute l'information requise* »<sup>255</sup>.

[364] HQD est d'avis que les rapports d'évaluation de marché et d'impact énergétique déposés à la Régie devraient contenir, comme par le passé, l'information nécessaire afin que TEQ puisse avoir un état de la situation. Néanmoins, HQD serait toujours disponible pour discuter avec TEQ si elle avait besoin d'information supplémentaire<sup>256</sup>.

[365] HQD précise :

*« [d]ans l'hypothèse où des variations importantes de paramètres de programme (par exemple, participation, effets de marché, etc.) remettraient en question l'atteinte des cibles ou les prévisions budgétaires associées, le Distributeur interviendrait de façon à en contrer les impacts. Globalement, l'ensemble des programmes du Distributeur contribuent à l'atteinte de ses cibles et certains de ceux-ci peuvent compenser une sous performance.*

*Plus précisément, selon le niveau de ces variations et leurs causes, différents*

---

<sup>253</sup> Pièce [A-0135](#), p. 131 et 132.

<sup>254</sup> Pièce [A-0039](#), p. 33 et 34.

<sup>255</sup> Pièces [A-0138](#), p. 29, 30 et 63 à 65, et [A-0151](#), p. 173 et 174.

<sup>256</sup> Pièce [A-0151](#), p. 262 et 263.

*moyens pourraient être mis en œuvre, notamment en matière de commercialisation, d'outils offerts, de types de mesures promues et de niveaux d'appuis financiers. Le Distributeur pourrait également introduire de nouveaux programmes ou retirer les programmes non performants [...] »<sup>257</sup>.*

### **8.1.1 POSSIBILITÉ DE MODIFIER LE TRAITEMENT EN PLACE**

[366] Les Distributeurs ont été questionnés par la Régie sur la possibilité de raccourcir le délai pour qu'un rapport d'évaluation complet soit disponible afin que les évaluations couvrant une période se terminant à l'année « n-1 »<sup>258</sup>, soient dorénavant déposées lors de l'année « n », en juin pour Énergir et en août pour Gazifère et HQD.

[367] Énergir indique être en mesure de procéder ainsi pour les évaluations prévues en 2022 et 2023. Pour 2019 et 2020, les dépôts ne peuvent avoir lieu qu'aux mois de décembre 2019 et octobre 2020, respectivement. En effet, pour 2019, les budgets et le calendrier d'évaluation ont déjà été approuvés. De plus, Énergir indique avoir eu une charge réglementaire importante cette année et a dû composer avec certains postes vacants, retardant l'appel d'offres pour la réalisation de ces évaluations, à mars 2019. Pour 2020, Énergir fait état d'un chevauchement pour deux processus d'évaluation réalisés par le même fournisseur. Énergir pourrait tenter cependant de devancer de deux mois ce dépôt. En appliquant le même processus et devancement, Énergir serait en mesure de déposer, le 31 août 2021, les évaluations prévues en 2021<sup>259</sup>.

[368] Gazifère indique être en mesure de raccourcir les délais, tel que suggéré par la Régie, pour l'ensemble de ses évaluations<sup>260</sup>. De son côté, HQD précise :

*« Pour des évaluations devant couvrir une période se terminant le 31 décembre de l'année n-1, les travaux de recherche ne peuvent pas débiter avant les mois de janvier ou de février de l'année n. Considérant qu'une évaluation de programme nécessite au moins 9 à 12 mois de travail, notamment à cause de la collecte des données, le Distributeur ne peut s'engager à déposer des rapports d'évaluation à la Régie au plus tard au mois d'août de l'année n. Si des résultats sont toutefois disponibles avant la fin de l'année n, alors un dépôt en décembre de l'année n*

<sup>257</sup> Pièce [C-HQD-0037](#), p. 21.

<sup>258</sup> Au 30 septembre pour Énergir et au 31 décembre, pour HQD et Gazifère.

<sup>259</sup> Pièces [C-Énergir-0052](#), p. 5 et 6, [A-0135](#), p. 60 à 62, et [C-Énergir-0050](#), Tableau A, p. 1.

<sup>260</sup> Pièce [C-GI-0033](#), p. 13.

*serait, au mieux, envisageable. Dans le cas contraire, les résultats de ces évaluations seront déposés avec le Rapport annuel du Distributeur à l'année n+1. Les hypothèses révisées issues de ces rapports d'évaluation seraient ainsi intégrées aux prévisions du dossier tarifaire portant sur l'année n+2 »<sup>261</sup>. [nous soulignons]*

[369] Considérant un dépôt des évaluations avant la fin de l'année « n », la Régie a questionné les Distributeurs sur la possibilité que les paramètres révisés par ces évaluations, soient mis à jour « au réel », au moment du dépôt du rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n+1 ».

[370] Énergir n'est pas favorable à cette possibilité, étant donné qu'après examen des évaluations dans le cadre d'un rapport annuel, une décision de la Régie, approuvant les paramètres révisés, serait requise avant leur mise à jour « au réel » au rapport annuel suivant. L'application à l'année « n » de la décision qui serait reçue à l'année « n+1 », impliquerait un enjeu de rétroactivité<sup>262</sup>.

[371] En conséquence, Énergir propose une alternative visant un dépôt simultané des rapports d'évaluation et du rapport annuel portant sur l'année « n », en décembre de l'année « n+1 ». La mise à jour des paramètres révisés par ces évaluations aurait lieu dans le rapport annuel de l'année où les rapports d'évaluation seraient transmis à la Régie, soit celui portant sur l'année « n+1 ». Les résultats présentés au rapport annuel refléteraient ainsi les plus récents paramètres évalués, sans toutefois générer des impacts rétroactifs sur les résultats des années précédentes<sup>263</sup>. De plus, Énergir propose que le dépôt des études mettant périodiquement à jour ses coûts évités se fasse également dans le cadre de ses rapports annuels, puisqu'il s'agit d'un paramètre de programme.

[372] Énergir n'a cependant pas de préférence quant au forum à l'intérieur duquel le dépôt du PTÉ sera effectué. En effet, le PTÉ n'a pas d'impact direct sur les résultats. Il s'agit plutôt de la mise à jour quinquennale des nouveaux potentiels disponibles pour le gaz naturel<sup>264</sup>.

[373] Gazifère indique, pour sa part, que la possibilité évoquée par la Régie, telle que formulée, lui convient. Si elle est retenue, le plan d'évaluation proposé pourrait être révisé

---

<sup>261</sup> Pièce [C-HOD-0056](#), p. 3.

<sup>262</sup> Pièces [C-Énergir-0052](#), p. 6 et 7, [A-0135](#), p. 65 à 69, et [C-Énergir-0050](#), p. 1, Tableau A.

<sup>263</sup> Pièces [C-Énergir-0052](#), p. 8, [A-0135](#), p. 70 à 72, [C-Énergir-0050](#), p. 1, Tableau B.

<sup>264</sup> Pièce [A-0135](#), p. 129 et 130.

afin de devancer certaines évaluations qui n'ont pas été incluses, notamment pour les deux volets du programme *Appui aux initiatives* (67.11 et 67.12).

[374] Gazifère confirme qu'elle continuera à effectuer la révision *a posteriori* des cas-types de ses programmes, en fonction des plus récentes informations disponibles, à chacun de ses rapports annuels. Cette révision inclut notamment les capacités réelles des équipements installés, toutes les révisions aux meilleures pratiques de l'industrie pour déterminer les gains unitaires d'équipement, ainsi que les résultats d'évaluation de programmes équivalents chez d'autres distributeurs, en priorité Énergir. Les taux de distorsion appliqués aux différents programmes sont également revus afin de déterminer si les hypothèses initiales devraient être revues en fonction des informations colligées annuellement auprès des participants aux programmes de Gazifère<sup>265</sup>.

[375] Enfin, HQD précise que :

*« [l]e résultat de l'évaluation de programme pour l'année n, si celle-ci est reçue avant la fermeture annuelle, est utilisé pour la comptabilisation de l'impact énergétique réel pour cette même année. Dans le cas contraire, le Distributeur pourrait se comptabiliser le résultat de la dernière évaluation ou la valeur projetée par la firme externe d'évaluation de programme si celle-ci est disponible. Cette pratique s'applique systématiquement pour une même mesure à condition qu'il n'y ait eu aucune révision de ses modalités et lorsque les recommandations de l'évaluation peuvent être appliquées »*<sup>266</sup>. [nous soulignons]

### 8.1.2 REDRESSEMENT HISTORIQUE DES RÉSULTATS

[376] La Régie a questionné Énergir et Gazifère sur la possibilité d'appliquer un redressement historique aux résultats des années précédant une évaluation.

[377] Énergir juge qu'il n'est pas souhaitable d'effectuer de tels redressements « rétroactifs » considérant que ces résultats auraient déjà été rendus publics. Au-delà des enjeux de bonification de rendement, Énergir évoque des éléments opérationnels ainsi que des informations financières, pouvant créer des enjeux ou de la confusion auprès du public,

---

<sup>265</sup> Pièce [C-GI-0033](#), p. 11 et 13.

<sup>266</sup> Pièce [C-HQD-0037](#), p. 24.

des parties prenantes, dans le cas par exemple de publications dédiées aux actionnaires, les notices annuelles aux marchés financiers, aux membres d'un conseil d'administration, dans le cadre d'un rapport de développement durable ou toute autre communication destinée au public en général.

[378] De plus, des coûts de communication pourraient être associés à une telle approche. Énergir rappelle à cet égard qu'elle utilise et diffuse les résultats de ses programmes d'efficacité énergétique afin d'encourager sa clientèle à y participer.

[379] Enfin, cette « rétroactivité » pourrait créer des enjeux par rapport à la capacité des systèmes informatiques ou des bases de données à corriger historiquement les résultats. En effet, des ajustements rétroactifs aux résultats globaux pourraient s'avérer incohérents s'ils n'étaient pas accompagnés par des ajustements de chacun des dossiers individuels. Ainsi, la somme des résultats individuels pourrait ne pas correspondre aux résultats globaux redressés historiquement. Énergir est d'avis que les ajustements prospectifs, tels qu'appliqués actuellement, devraient être maintenus sans ajustements rétroactifs<sup>267</sup>.

[380] Par ailleurs, Énergir indique avoir déjà fait un redressement historique en début de dossier, lorsqu'elle a redéposé les fiches révisées des volets tenant compte des derniers résultats des évaluations, menant à une réduction des économies nettes de 3,2 %. Énergir doute que les inconvénients de procéder ainsi valent le gain en précision<sup>268</sup>.

[381] Pour sa part, Gazifère indique être prête à appliquer un redressement historique de ses résultats si cela est requis par la Régie. Elle déposerait celui des résultats des programmes touchés par l'évaluation d'impact énergétique, après que la Régie se serait déclarée satisfaite des résultats des évaluations déposées. Gazifère propose que les redressements des résultats historiques soient traités en suivi administratif et se limitent aux économies annuelles, sur la durée de vie des mesures, pour la période touchée par l'évaluation d'impact énergétique<sup>269</sup>.

---

<sup>267</sup> Pièces [A-0135](#), p. 74 et 75, 145 à 147, et [C-Énergir-0055](#), p. 2 et 3.

<sup>268</sup> Pièce [A-0151](#), p. 149 et 150.

<sup>269</sup> Pièce [C-GI-0033](#), p. 14.

## 8.2 POSITION DE TEQ

### 8.2.1 REDRESSEMENT HISTORIQUE DES RÉSULTATS

[382] TEQ soumet qu'elle doute que des corrections seraient apportées à des rapports déjà déposés par exemple, devant son conseil d'administration. Au niveau du suivi de la cible, les correctifs requis seraient apportés au moment où l'information serait disponible, menant à un possible réalignement, avec explication des ajustements. TEQ n'inclurait pas dans les résultats de son Plan directeur d'économies passées ou futures qui n'existent pas<sup>270</sup>.

## 8.3 POSITION DES INTERVENANTS

[383] Le GRAME soumet que, puisque la Régie aura à approuver les programmes des Distributeurs pour cinq ans, elle doit pouvoir se baser sur ses propres analyses<sup>271</sup>. L'intervenant recommande donc que le suivi annuel des résultats des programmes d'Énergir se fasse dans le cadre du rapport annuel et que ce suivi soit présenté selon l'ancienne nomenclature de ce distributeur<sup>272</sup>.

[384] Le GRAME indique qu'il est nécessaire de procéder aux redressements historiques afin de valider l'atteinte de la cible à l'horizon du Plan directeur, à partir de données corrigées et non pas de données erronées<sup>273</sup>.

[385] Pour sa part, OC souligne qu'il lui semble important d'avoir accès à des données fiables, justes et disponibles pour analyser ces programmes<sup>274</sup>.

---

<sup>270</sup> Pièce [A-0142](#), p. 84 à 86.

<sup>271</sup> Pièce [C-GRAME-0028](#), p. 15.

<sup>272</sup> Pièce [C-GRAME-0026](#), p. 26.

<sup>273</sup> Pièce [A-0155](#), p. 171.

<sup>274</sup> Pièce [A-0153](#), p. 192.

## 8.4 OPINION DE LA RÉGIE

[386] La Régie identifie quatre types d'évaluation en matière d'efficacité énergétique, réalisés par des consultants externes spécialisés :

- les évaluations d'impact ;
- les évaluations de processus;
- les évaluations de marché;
- les évaluations de transformation de marché.

[387] Les évaluations d'impact mesurent de façon quantitative les effets d'un programme, notamment, les gains et les économies unitaires, les surcoûts et la durée de vie de certains appareils ainsi que certains effets de distorsion.

[388] Les évaluations de processus, quant à elles, analysent la manière dont un programme a été conçu et mis en œuvre, dans le but d'améliorer sa performance globale, par exemple, le niveau de participation, la rentabilité, l'efficacité et la qualité du service<sup>275</sup>.

[389] Les évaluations de marché et de transformation de marché ont été définies à la section 4.4.3.

[390] La Régie note que, selon HQD, la transformation de marché peut être définie comme étant tout changement réalisé grâce à la réduction des barrières de marché jusqu'au point où une intervention n'est plus nécessaire. La transformation de marché peut générer des économies d'énergie plus élevées que celles attribuées aux effets directs et indirects des programmes. La transformation de marché se distingue des effets de marché en ce que les changements dans la structure ou le fonctionnement du marché perdurent même après l'interruption, la réduction ou la modification des IEÉ. Une transformation achevée implique un nouvel équilibre du marché<sup>276</sup>.

---

<sup>275</sup> Dossier R-4003-2017, pièce [B-0172](#), p. 75.

<sup>276</sup> Dossier R-9001-2017, pièce [B-0075](#), p. 3 et 4.

[391] D'autre part, la Régie identifie cinq types d'études connexes aux évaluations en efficacité énergétique, préparées par des consultants externes spécialisés, pour les Distributeurs :

1. le calcul des économies réelles, du surcoût et révision du calcul du TCTR ou révision *a posteriori* des cas-types. Ce type d'étude est déposé par Gazifère à chaque rapport annuel<sup>277</sup>;
2. les « *suivis* » des programmes, tels que déposés par HQD<sup>278</sup>;
3. la révision des coûts évités, qui est annuelle pour HQD et périodique pour Énergir et Gazifère<sup>279</sup>;
4. le calcul périodique des effets de bénévolat, tel que déposé par Énergir<sup>280</sup>;
5. la mise à jour périodique du PTÉ, tel que déposé par Énergir<sup>281</sup>.

[392] La Régie constate que, pour Énergir, les évaluations et les études connexes sont examinés dans le cadre d'un dossier administratif dédié<sup>282</sup>, sauf en ce qui a trait à la révision des coûts évités et le PTÉ, qui sont examinés en dossier tarifaire.

[393] La faible participation aux programmes de Gazifère a mené au report de ses évaluations. Ainsi, Gazifère a proposé, dans son dossier tarifaire 2017, d'entreprendre une collecte des informations préalables requises, notamment par le biais de sondages annuels auprès des participants<sup>283</sup>. Dans le même dossier, la Régie demandait à Gazifère de présenter, d'actualiser et de commenter, à chaque dossier tarifaire, le calendrier des évaluations prévues. La Régie l'invitait aussi à chercher des avenues différentes pour déterminer les paramètres de ses programmes<sup>284</sup>. Les évaluations et les études connexes de Gazifère sont traitées dans le cadre d'un dossier tarifaire, sauf en ce qui a trait à la révision *a posteriori* de ses cas-types.

---

<sup>277</sup> Dossier R-4032-2018, pièce [B-0074](#).

<sup>278</sup> Dossier R-9001-2018, Suivi 2018 du programme *Sensibilisation intégrée*, pièce [B-0068](#), p. 5.

<sup>279</sup> HQD : Dossier R-4057-2018, pièce [B-0015](#), Annexe A, p. 21 à 25; Énergir : Dossier R-4018-2017 Phase 2, pièce [B-0048](#); Gazifère : Dossier R-4003-2017, pièce [B-0172](#), p. 7 et 8.

<sup>280</sup> Suivi 2019 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir. [Calcul des effets de bénévolat](#).

<sup>281</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 2, pièce [B-0133](#).

<sup>282</sup> [Suivi 2019 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir](#).

<sup>283</sup> Dossier R-3969-2016, pièce [B-0241](#), p. 55.

<sup>284</sup> Dossier R-3969-2016 Phase 2, décision [D-2017-028](#), p. 66 et 72.

[394] Présentement, les évaluations et études connexes d'HQD sont déposées dans son rapport annuel, sauf la révision des coûts évités, qui est examinée en dossier tarifaire<sup>285</sup>. Cet examen en rapport annuel était, jusqu'en 2015, effectué dans le cadre d'un dossier administratif dédié<sup>286</sup>.

[395] Dans le cadre du présent dossier, la Régie a pris connaissance des plans et calendriers d'évaluation déposés par les Distributeurs pour chaque année comprise dans la période 2018-2023<sup>287</sup> (année « n ») et du souhait d'Énergir d'harmoniser ses pratiques avec celles d'HQD et Gazifère<sup>288</sup>.

#### 8.4.1 ÉTUDES

##### *Mise à jour des PTÉ*

[396] La Régie note que la mise à jour des PTÉ n'a pas d'impact sur les résultats des programmes des Distributeurs, mais qu'elle leur permet de mieux cibler leurs interventions futures. Énergir est le seul distributeur présentement à mettre à jour son PTÉ et sa prochaine mise à jour est prévue pour le dossier tarifaire 2023<sup>289</sup>. Pour Gazifère, les coûts d'une telle mise à jour étant importants, elle souhaite s'inspirer des résultats d'autres distributeurs. Enfin, la Régie a demandé à HQD, par la présente décision, de mettre à jour son PTÉ en énergie (Section 6.4.3).

**[397] La Régie demande à Énergir et à HQD de mettre à jour leurs PTÉ en énergie aux cinq ans. Pour la période 2018-2023, ces mises à jour devront être déposées de façon administrative en mars 2023 pour Énergir et en août 2021 pour HQD.**

---

<sup>285</sup> Dossier R-9001-2018, pièces [B-0054](#), p. 5, et [B-0068](#).

<sup>286</sup> [Suivi 2015 des évaluations du PGEÉ d'HQD](#).

<sup>287</sup> Pièces [A-0025](#), p. 29 à 30, [C-Énergir-0041](#), p. 13 à 14, [C-GI-0014](#), [C-GI-0033](#), p. 11 à 12, [C-HQD-0037](#), p. 25, et [C-HQD-0055](#), p. 3.

<sup>288</sup> Pièce [A-0039](#), p. 33 à 34.

<sup>289</sup> Pièce [A-0025](#), p. 30.

### *Coûts évités d'électricité*

[398] La Régie constate que, contrairement à Énergir et Gazifère, les coûts évités d'HQD servent à d'autres fins qu'à l'efficacité énergétique dans la fixation de ses tarifs.

**[399] La Régie maintient le dépôt et l'examen des coûts évités d'électricité d'HQD dans le cadre de ses dossiers tarifaires. La Régie demande à HQD de tenir compte, dans son rapport annuel portant sur l'année « n », des coûts évités révisés au dossier tarifaire portant sur l'année « n+1 ».**

### *Études des « Suivis » d'HQD et révision a posteriori des cas-types de Gazifère*

[400] La Régie constate, d'une part, que les études relatives aux « Suivis » d'HQD et à la révision *a posteriori* des cas-types de Gazifère, sont d'une portée similaire mais plus limitée qu'une évaluation d'impact énergétique. D'autre part, elle constate que ces études prennent environ trois ou quatre mois, après la fin de la période couverte, pour être complétées et déposées devant la Régie<sup>290</sup>.

[401] La Régie prend acte du fait que Gazifère continuera à déposer les études annuelles portant sur le calcul des économies réelles, du surcoût et du TCTR (révision *a posteriori* des cas-types) prévus à l'année « n »<sup>291</sup> lors de son rapport annuel portant sur l'année « n » déposé à l'année « n+1 ». Ces études continueront à être traitées et les paramètres d'impact énergétique et monétaire révisés mis à jour, dans les résultats du rapport annuel portant sur l'année « n ».

**[402] La Régie demande à HQD de déposer ses « Suivis » prévus à l'année « n »<sup>292</sup>, avec le rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n+1 ». Les paramètres d'impact énergétique et monétaire révisés par ces « Suivis » seront révisés dans ce même rapport annuel portant sur l'année « n ».**

---

<sup>290</sup> Dossier R-9001-2018, pièce [B-0068](#), p. 1 et 5. HQD dépose au dossier de rapport annuel portant sur l'année 2018 un « *Suivi* » couvrant cette année et daté de mars 2019 et Dossier R-4032-2018 Phase 2, pièce [B-0074](#). Gazifère dépose à la fermeture 2017, la révision *a posteriori* de ses cas-types, datée de mai 2018.

<sup>291</sup> Pièce [C-GI-0014](#).

<sup>292</sup> Pièce [C-HQD-0037](#), p. 25.

[403] Le Tableau 17 récapitule les dates de dépôt et l'examen des « Suivis » d'HQD pour la période 2018 à 2023.

**TABLEAU 17**  
**DATES DE DÉPÔT ET EXAMEN DES « SUIVIS » D'HQD**  
**PÉRIODE 2018-2023**

<b>Programme</b>	<b>Dépôt, examen et mise à jour des paramètres au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période d'évaluation</b>
<i>Sensibilisation intégrée</i>	R.A. 2019 (dépôt mai 2020)	Automne 2018 à automne 2019
	R.A. 2022 (dépôt mai 2023)	Automne 2021 à automne 2022
<i>Piscines efficaces</i>	R.A 2021 (dépôt mai 2022)	Été 2021
<i>Éclairage résidentiel</i>	R.A 2021 (dépôt mai 2022)	Années 2019 et 2020

Tableau établi à partir des pièces [C-HQD-0037](#), p. 25, et [C-HQD-0055](#), p. 3.

#### **8.4.2 ÉVALUATIONS ET AUTRES ÉTUDES**

[404] TEQ doit faire état des résultats de son Plan directeur au gouvernement, à chaque année. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que les évaluations et les autres études connexes des Distributeurs sont essentielles pour TEQ et pour la Régie. Il importe donc que la Régie ait accès en temps opportun à toute la documentation liée à ces évaluations et études.

[405] La Régie considère que les paramètres révisés peuvent être examinés en même temps que leur mise à jour dans les résultats « réels », sans requérir une décision préalable approuvant lesdits paramètres, tel que souligné par Énergir.

[406] Enfin, la Régie remarque qu'au rapport annuel, les modifications aux paramètres peuvent découler du suivi interne des Distributeurs. À titre d'exemple, Énergir suit la puissance moyenne de certains appareils installés, ainsi que les économies et surcoûts de

certaines projets « sur mesure » mis en œuvre durant l'année « n »<sup>293</sup>, mais elle ne peut comptabiliser leurs effets qu'à l'année « n+1 ». HQD, quant à elle, analyse à l'année « n », notamment, les projets qui lui sont soumis (incluant le mesurage) et les produits efficaces dans le marché<sup>294</sup>.

[407] **La Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD, pour les différents types d'évaluation et d'études portant sur le bénévolat et pour la mise à jour des coûts évités de gaz naturel, prévus à l'année « n » dans leur calendrier d'évaluation respectif, de mettre en place les moyens nécessaires pour que leurs rapports finaux, soient complétés dans un délai maximal de 12 mois à partir de la fin de l'année « n-1 ».**

[408] **Ces rapports devront être déposés à la Régie de façon administrative dans les meilleurs délais, en vue de leur examen dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n+1 ». Le cas échéant, les paramètres d'impact énergétiques et monétaires révisés seront mis à jour dans ce rapport annuel portant sur l'année « n ».**

[409] Les Tableaux 18 et 19 récapitulent le cadre de dépôt et l'examen des différentes évaluations ainsi que des études portant sur le bénévolat et la mise à jour des coûts évités d'Énergir (2021 à 2023) et de Gazifère, pour la période 2018 à 2023, retenu par la Régie.

TABLEAU 18  
CADRE DE DÉPÔT ET EXAMEN DES ÉVALUATIONS ET ÉTUDES D' ÉNERGIR  
ANNÉES 2021 À 2023 (« N »)

Volets et sous-volets	<i>Évaluations d'impact énergétique de marché et de processus*</i>		
	Datées d'au plus tard le 30 septembre de l'année (« n »)*** :	Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :	Période d'évaluation** (01 octobre - 30 septembre « n-1 ») :
<i>Chaudières efficaces</i> (résidentiel) <i>Chaudières à efficacité intermédiaire à eau chaude</i> (affaires)	2021	R.A. 2021 (dépôt décembre 2021 « n+1 »)	2017 - 2020

<sup>293</sup> Dossier R-4024-2017, pièce [B-0158](#). Exemples en lien avec la puissance moyenne des appareils aux pages 36, 38, 40. Exemples en lien avec les programmes sur mesure aux pages 34, 50, 52, 56, 65, 67.

<sup>294</sup> Pièce [C-HQD-0016](#), p. 16.

<i>Évaluations d'impact énergétique de marché et de processus*</i>			
<b>Volets et sous-volets</b>	<b>Datées d'au plus tard le 30 septembre de l'année (« n »)*** :</b>	<b>Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période d'évaluation** (01 octobre - 30 septembre « n-1 ») :</b>
<i>Chaudières à efficacité intermédiaire à vapeur (affaires)</i> <i>Chaudières à condensation (affaires)</i>			
<i>Thermostats électroniques Programmables (résidentiel)</i> <i>Thermostats intelligents (résidentiel)</i> Deux volets du programme <i>Soutien aux MFR (47.1)</i> (résidentiel et affaires) Cinq sous-volets des volets <i>Études et implantation CII et VGE</i> <i>Thermostats intelligents – petits clients CII (pilote)</i> <i>Système de gestion de l'énergie (SGÉ) (VGE)</i> (évaluation de processus) <i>Préchauffage solaire - air pour le chauffage de l'espace (affaires)</i> <i>Préchauffage solaire - procédés et eau (affaires)</i>	2022	R.A. 2022 (dépôt décembre 2022 « n+1 »)	2018 - 2021
<i>Infrarouge (affaires)</i> <i>Hotte à débit variable (affaires)</i> <i>Rénovation (affaires)</i> <i>Nouvelle construction (affaires)</i> <i>Recommissioning (affaires)</i>	2023	R.A. 2023 (dépôt décembre 2023 « n+1 »)	2019 - 2022
<i>Thermostats électroniques programmables (résidentiel)</i> <i>Combo à condensation qui ne satisfont pas à la norme P.9 (résidentiel)</i> <i>Chauffe-eau sans réservoir à condensation (résidentiel)</i> <i>Chaudières efficaces (résidentiel)</i> <i>Chaudières à condensation (affaires)</i> <i>Chauffe-eau à condensation à accumulation (affaires)</i> <i>Chauffe-eau à condensation instantanés (affaires)</i>	2021	R.A. 2021 (dépôt décembre 2021 « n+1 »)	5 ans

<i>Évaluations d'impact énergétique de marché et de processus*</i>			
<b>Volets et sous-volets</b>	<b>Datées d'au plus tard le 30 septembre de l'année (« n »)*** :</b>	<b>Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période d'évaluation** (01 octobre - 30 septembre « n-1 ») :</b>
	<i>Autres études</i>		
<b>Type d'étude</b>	<b>Datées d'au plus tard le 30 septembre de l'année (« n ») :</b>	<b>Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période d'évaluation** (01 octobre - 30 septembre « n-1 ») :</b>
<i>Bénévoles</i>	2023	R.A. 2022 (dépôt décembre 2022 « n+1 »)	2018 - 2021
<i>Coûts évités</i>	2022	R.A. 2022 (dépôt décembre 2022 « n+1 »)	N/A

Tableau établi à partir de la pièce [A-0025](#), p. 29 à 30 et section 4 de la présente décision.

\* Présentées par Énergir dans un même rapport.

\*\* Hypothèse de la Régie, selon la pratique courante.

\*\*\* Un dépôt dans les plus brefs délais à la Régie est requis.

**TABLEAU 19**  
**CADRE DE DÉPÔT ET D'EXAMEN DES ÉVALUATIONS DE GAZIFÈRE**  
**ANNÉES 2019 À 2023 (« N »)**

<i>Évaluations d'impact et de processus</i>			
<b>Programme</b>	<b>Datées d'au plus tard le 31 décembre de l'année (« n »)*** :</b>	<b>Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période d'évaluation (01 janvier - 31 décembre « n-1 »)</b>
<i>47.5 Chauffe-eau sans réservoir à condensation (résidentiel - pilote)</i>	2019	R.A. 2019 (dépôt mai 2020)	2018**
	2023	R.A. 2023 (dépôt mai 2024)	2020- 2022*
<i>67.5 Aérotherme à condensation (commercial)</i>	2023	R.A. 2023 (dépôt mai 2024)	2020-2022*
<i>67.7 Unité de chauffage infrarouge (commercial)</i>	2023	R.A. 2023 (dépôt mai 2024)	2020-2022*

Programme	Évaluations de processus		
	Datées d'au plus tard le 31 décembre de l'année (« n »)*** :	Examinées au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :	Période couverte par l'évaluation (01 janvier - 31 décembre « n-1 »)**
67.6 Chaudière à condensation (commercial)	2020	R.A. 2020 (dépôt mai 2021)	2016 - 2019
67.8 Combo hotte à débit variable et générateur d'air tempéré à condensation (commercial)	2020	R.A. 2020 (dépôt mai 2021)	2019
47.6 Échangeur d'air avec récupération de chaleur (résidentiel)	2021	R.A. 2021 (dépôt mai 2022)	2018 - 2020
67.9 Régulateur extérieur de mise en marche de chaudière (commercial) et Équipements de cuisine commerciale (67.14 Lave-vaisselle Energy Star HT-ST & BT-CM, 67.15 Pulvérisateur de préincage à faible débit et 67.16 Cuiseur à vapeur Energy Star)	2021	R.A. 2021 (dépôt mai 2022)	2019 - 2020
47.4 Thermostat intelligent (résidentiel) et Chauffe-eau commercial à condensation (à accumulation et sans réservoir)	2022	R.A. 2022 (dépôt mai 2023)	2019 - 2021

Tableau établi à partir des pièces [C-GI-0014](#) et [C-GI-0033](#), p. 11 à 12

\* Hypothèse de la Régie pour les programmes dont les informations n'ont pas été reçues.

\*\* La Régie comprend que lorsque Gazifère indique à la pièce C-GI-0033, p. 11 à 12, que la période couverte est 2018-2021, il s'agit de la période entre le 01 janvier 2018 et le 31 décembre 2020.

\*\*\* Un dépôt dans les plus brefs délais à la Régie est requis.

[410] La Régie observe que certains éléments du plan d'évaluation de Gazifère de la pièce C-GI-0014<sup>295</sup> et des précisions de la pièce C-GI-0033<sup>296</sup> ne concordent pas. En effet, l'évaluation d'impact du programme *Chauffe-eau sans réservoir à condensation* (pilote) prévue à la première pièce à l'année 2023 semble viser, selon les précisions, une mise à jour des paramètres prévue pour l'examen du rapport annuel 2021 (déposé en 2022). De plus, les évaluations d'impact des programmes *Aérotherme à condensation* (67.5) et *Unité*

<sup>295</sup> Pièce [C-GI-0014](#).

<sup>296</sup> Pièce [C-GI-0033](#), p. 11 et 12.

*de chauffage infrarouge (67.7)* prévues initialement pour 2023, n'apparaissent toutefois pas dans les précisions.

[411] La Régie remarque que Gazifère n'inclut pas la mise à jour de ses coûts évités dans son plan d'évaluation, ces coûts étant pourtant un paramètre de programme, au même titre que les économies unitaires ou les effets de distorsion.

**[412] La Régie demande donc à Gazifère de réviser son plan d'évaluation pour tenir compte de la présente décision. La Régie invite Gazifère à devancer certaines évaluations qu'elle n'a pas prévues pour la période du Plan directeur, notamment pour les deux volets du programme *Appui aux initiatives* ainsi qu'à prévoir la mise à jour périodique de ses coûts évités.**

[413] Le Tableau 20 récapitule le cadre de dépôt et d'examen des différentes évaluations prévues par HQD, pour la période 2018 à 2023.

TABLEAU 20  
CADRE DE DÉPÔT ET D'EXAMEN DES ÉVALUATIONS D'HQD  
ANNÉES 2019 À 2023 (« N »)

Programme	<i>Évaluations de marché et d'impact</i>		
	Datées d'au plus tard le 31 décembre de l'année (« n »)** :	Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :	Période couverte par l'évaluation (01 janvier - 31 décembre « n-1 »)
67.17 OIEÉB et 38.2 OIESI	2021	R.A. 2021 (dépôt mai 2022)	2019 - 2020
	2023	R.A. 2023 (dépôt mai 2024)	2021 - 2022
38.1 Produits agricoles efficaces	2020	R.A. 2020 (dépôt mai 2021)	2017-2019*
47.9 Offre des programmes Ménages à faible revenu	2020	R.A. 2020 (dépôt mai 2021)	2017-2019*
47.7 Sensibilisation Mieux consommer	2021	R.A. 2021 (dépôt mai 2022)	2018-2020*

<i>Évaluations de marché et d'impact</i>			
<b>Programme</b>	<b>Datées d'au plus tard le 31 décembre de l'année (« n »)** :</b>	<b>Examinées et paramètres mis à jour au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période couverte par l'évaluation (01 janvier - 31 décembre « n-1 »)</b>
47.8 Résidentiel Programme Mieux consommer	2021	R.A. 2021 (dépôt mai 2022)	2018-2020*
<i>Évaluations de processus</i>			
<b>Programme</b>	<b>Datées d'au plus tard le 31 décembre de l'année (« n »)** :</b>	<b>Examinées au rapport annuel (R.A) portant sur l'année (« n ») :</b>	<b>Période couverte par l'évaluation (01 janvier - 31 décembre « n-1 »)</b>
67.17 OIEÉB et 38.2 OIESI	2020	R.A. 2020 (dépôt mai 2021)	2019

Tableau établi à partir des pièces [C-HQD-0037](#), p. 25, et [C-HQD-0055](#), p. 3.

\* Hypothèse de la Régie, selon la pratique courante.

\*\* Un dépôt dans les plus brefs délais à la Régie est requis.

[414] **Advenant le cas où les différents types d'évaluation et les études portant sur le calcul du bénévolat et la mise à jour des coûts évités de gaz naturel ne puissent pas être complétées avant le 30 septembre ou le 31 décembre de l'année « n », selon le distributeur, la Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD de déposer ces évaluations et études dans les plus brefs délais de façon administrative, dès que complétées, en vue de leur examen :**

- dans le cadre du dossier tarifaire portant sur l'année « n+2 » déposé à l'année « n+1 », dans la mesure où des ajustements à la marge pour les programmes et les mesures évalués seraient envisagés dans ce dossier tarifaire, ou
- **dans le cadre du dossier de rapport annuel portant sur l'année « n+1 » déposé à l'année « n+2 ».**

[415] **Dans ces deux cas, les paramètres d'impacts énergétiques et monétaires révisés par les évaluations et études, devront être mis à jour « au réel » dans les résultats du rapport annuel portant sur l'année « n+1 », déposé à l'année « n+2 ».**

[416] La Régie comprend que l'un de ces cas pourrait se présenter pour les évaluations prévues par Énergir en 2019 et 2020 (année « n »), présentées au Tableau 21.

TABLEAU 21  
ÉVALUATIONS D'IMPACT ÉNERGÉTIQUE, MARCHÉ  
ET PROCESSUS PRÉVUES PAR ÉNERGIR  
ANNÉES 2019 À 2020 (« N »)

Volets et sous-volets	Année « n »
<i>Thermostats électroniques programmables</i> (résidentiel) <i>Thermostats intelligents</i> (résidentiel) Deux volets du programme 47.1 <i>Soutien aux MFR</i> Cinq sous-volets des volets <i>Études et implantation CII et VGE</i>	2019
<i>Chauffe-eau sans réservoir à condensation</i> (résidentiel), <i>Combo à condensation qui ne satisfait pas à la norme P.9</i> (résidentiel), <i>Combo à condensation qui satisfait la norme P.9</i> (résidentiel), <i>Chauffe-eau à condensation à accumulation</i> (affaires) <i>Chauffe-eau à condensation instantanée</i> (affaires) <i>Aérotherme à condensation</i> (affaires) <i>Innovation</i>	2020

Tableau établi à partir de la pièce [A-0025](#), p. 29 à 30, et section 4 de la présente décision.

**[417] Enfin, la Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD, de ventiler les informations relatives aux évaluations et études par volet et sous-volet composant des programmes plus englobants, le cas échéant.**

[418] La Régie considère que dans le nouveau contexte, la publication des résultats réels historiques révisés à la suite des évaluations et études périodiques est nécessaire. Cet exercice ne vise cependant pas le redressement des états financiers des Distributeurs. Il s'agit d'ailleurs d'un exercice couramment effectué par HQD jusqu'en 2015<sup>297</sup> et d'une approche similaire à celle retenue par le gouvernement pour l'inventaire des gaz à effet de serre (GES)<sup>298</sup>.

[419] Par ailleurs, la Régie souligne que lorsqu'au présent dossier Énergir a tenu compte des résultats des évaluations les plus récentes pour mettre à jour ses prévisions, elle ne s'est pas prêtée à un exercice de redressement historique pour ses programmes, puisque ce redressement porte sur les résultats réels, constatés au rapport annuel.

<sup>297</sup> Rapport annuel 2016 d'HQD, pièce [HQD 7](#), document 3, p. 5.

<sup>298</sup> [Inventaire GES du Québec \(1990-2016\)](#), p. 8 à 10.

[420] **La Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD de déposer de façon administrative, en même temps que leurs rapports annuels, la révision des résultats réels des économies d'énergie annuelle, ainsi que la durée de vie des mesures, pour chacune des années couvertes par les évaluations et études menant à une variation desdits résultats.**

### **8.4.3 SUIVI RÉGLEMENTAIRE DES PROGRAMMES ET MESURES**

[421] La Régie est d'avis que l'identification en tant que « suivi annuel » de l'examen aux dossiers de rapports annuels ainsi qu'aux dossiers tarifaires, peut porter à confusion. La Régie croit pertinent d'identifier ces deux exercices comme « *la constatation des résultats* » et « *l'examen des prévisions* », respectivement.

[422] Pour le premier exercice visant la constatation des résultats, la Régie considère que l'arrivée de TEQ et de son Plan directeur ne devrait pas avoir pour effet de réduire la portée de la preuve fournie par les Distributeurs.

[423] **La Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD de déposer lors de leur prochain rapport annuel, sous forme de fiches, une comparaison entre les résultats obtenus et les prévisions examinées au présent dossier ou ajustées dans le cadre d'un dossier tarifaire subséquent, pour tous les programmes et mesures offerts, ventilés par volets et sous-volets le cas échéant, de façon à permettre à la Régie de constater les écarts obtenus. Les informations requises incluent:**

- **les données et paramètres mis à jour à partir des évaluations et d'autres études en lien avec l'efficacité énergétique ou à partir du suivi interne des Distributeurs;**
- **l'aide financière;**
- **les coûts de gestion;**
- **les calculs des tests économiques.**

[424] **De plus, la Régie demande que dans ces fiches, l'ensemble des paramètres d'impact énergétique et monétaire, soit référencé en note de bas de page. La Régie invite Gazifère et HQD à s'inspirer du format déjà utilisé par Énergir dans certains**

**dossiers de rapports annuels<sup>299</sup> . Enfin, la Régie demande que chacune des fiches inclue une explication des écarts obtenus.**

[425] Jusqu'à présent, après examen des évaluations et d'autres études connexes ainsi que des résultats et prévisions des programmes et des mesures, la Régie initiait des suivis devant être traités aux dossiers réglementaires ou administratifs subséquents et visant, dans certains cas, la révision de l'offre des Distributeurs.

[426] La Régie précise que dans le nouveau contexte, elle ne compte pas déclencher ce type de suivis, à moins qu'il y ait une différence importante entre les paramètres existants et révisés par les évaluations et autres études. En effet, la Régie s'attend à ce que la révision de l'offre en efficacité énergétique entre deux Plans directeurs soit faite à l'initiative de TEQ ou des Distributeurs, en fonction des résultats des évaluations, études, données de « suivi interne » ou d'autres observations. Les Distributeurs devront consulter TEQ afin d'obtenir son aval, avant de déposer une demande d'ajustement à la marge devant la Régie.

## 9. MESURES DE FLEXIBILITÉ

### 9.1 POSITION DES DISTRIBUTEURS

#### *Énergir*

[427] Énergir rappelle qu'actuellement, elle bénéficie d'une marge de dépassement de son budget approuvé de 10 % pour l'ensemble des programmes d'une catégorie de clientèle et pour l'ensemble des programmes de son PGEÉ. Selon elle, cette marge devrait être majorée à 20 %, sans limitation par catégorie de clientèle et sans qu'il soit requis de saisir préalablement la Régie d'une demande d'approbation à cet égard.

[428] Selon Énergir, l'application d'une limitation par catégorie de clientèle contraint son action à l'intérieur d'un seul marché, alors que des sommes approuvées pour d'autres marchés pourraient être utilisées pour interfinancer des mesures où un financement supplémentaire serait requis. Enfin, Énergir soumet que la majoration qu'elle propose est

---

<sup>299</sup> Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 37.

basée sur sa pratique courante et permettrait aux Distributeurs de réagir efficacement aux demandes évolutives de leur clientèle respective, dans un processus réglementaire quinquennal, tout en favorisant l'atteinte des cibles fixées par le Gouvernement<sup>300</sup>.

[429] Au surplus, Énergir croit que les règles de traitement comptable qui lui sont actuellement appliquées devraient être maintenues. Toutefois, elle serait favorable à la création d'un compte d'écart afin de comptabiliser les écarts entre le budget d'aide financière approuvé dans le cadre des dossiers tarifaires et l'aide financière versée.

[430] Énergir proposait d'ailleurs la création d'un tel compte dans sa demande tarifaire 2018. Elle était alors d'avis que ce traitement assurait une flexibilité opérationnelle lorsque la limite du budget annuel approuvé était atteinte. La Régie avait alors refusé cette proposition, car elle était d'avis que ces écarts avaient peu d'effet sur les trop perçus ou les manques à gagner. Or, dans le contexte actuel, une accélération de la participation, par rapport aux prévisions soumises, pourrait s'avérer nécessaire afin d'atteindre les cibles à l'horizon du Plan directeur<sup>301</sup>.

### *Gazifère*

[431] Gazifère considère que les règles de dépassement en place, soit 10 % quant aux programmes individuels au secteur résidentiel et 100 % pour les autres programmes, sont restrictives, compte tenu de son contexte. Elle propose de les remplacer par la fixation d'un montant maximal de budget qui ne pourrait pas être dépassé pour une période donnée. Pour la période 2019 à 2022, ce montant serait de 1,21 M\$.

[432] En ce qui a trait aux règles entourant les aspects financiers du PGEÉ, Gazifère souligne qu'elle est traitée différemment des autres Distributeurs. Elle propose donc la capitalisation de ses aides financières, avec rendement et amortissement de dix ans, ainsi que la mise en place d'un compte de frais reporté (CFR), tout comme Énergir et HQD<sup>302</sup>.

---

<sup>300</sup> Pièces [C-Énergir-0007](#), p. 6 à 7, [A-0135](#), p. 117, et [A-0151](#), p. 157.

<sup>301</sup> Pièces [C-Énergir-0056](#), p. 20 à 21, et [A-0151](#), p. 151 à 153.

<sup>302</sup> Pièce [A-0135](#), p. 170 à 174 et 238.

## **HQD**

[433] HQD rappelle qu'à chaque année, dans le cadre du Mécanisme de réglementation incitative (MRI) qui lui est applicable, le budget des IEÉ devra être approuvé, parce qu'il s'agit d'un facteur Y d'exclusion<sup>303</sup>.

[434] Advenant qu'HQD anticipe un dépassement important des dépenses associées à un programme en particulier, elle devra diminuer les dépenses pour d'autres activités qui ont moins d'impact ou qui n'ont pas une incidence directe sur l'aide financière accordée aux participants, pour maintenir l'équilibre sur l'ensemble de son portefeuille. HQD indique que cette situation ne s'est jamais produite<sup>304</sup>.

[435] HQD soutient qu'il doit avoir une latitude pour assurer le succès de ses interventions et qu'il souhaite maintenir la flexibilité budgétaire dont il dispose déjà, à l'intérieur de l'enveloppe globale. Cette flexibilité a été autorisée et réitérée par la Régie dans sa décision D-2012-024<sup>305</sup>.

[436] HQD comprend que même en uniformisant les pratiques réglementaires pour les Distributeurs, les éléments qui dans son cas sont actuellement capitalisés, le demeureront. Ces éléments incluent tous les coûts relatifs à la conception, au développement, à la mise en marché et à l'exploitation des différents programmes, à savoir :

- l'aide financière versée pour les IEÉ générant des économies d'énergie récurrentes (à ne pas confondre avec l'aide financière annuelle versée dans le cadre du programme GDP affaires qui est comptabilisée aux charges);
- les prestations de travail des effectifs affectés aux activités de développement et à l'exploitation des programmes;
- les services externes et professionnels (ou « prestataires externes »);
- les autres coûts (dont le laboratoire des technologies de l'énergie).

[437] HQD rappelle qu'elle a demandé la mise en place d'un compte d'écart et de report (CÉR), dans le cadre de l'établissement du MRI. Cette demande a été rejetée par la Régie.

---

<sup>303</sup> Pièce [A-0138](#), p. 161.

<sup>304</sup> Pièce [A-0138](#), p. 163 et 165.

<sup>305</sup> Pièce [C-HQD-0060](#), p. 8.

HQD demeure toutefois ouverte à un tel CÉR, pour les mêmes raisons, dans ce dossier. Ce CÉR devrait couvrir l'ensemble des coûts capitalisés et non uniquement l'aide financière, de même que les coûts comptabilisés à titre de charges d'exploitation, soit les coûts des activités de recherche, de commercialisation, de publicité et de promotion, d'évaluation et d'administration générale. Le CÉR devrait couvrir ces deux types de dépenses, puisqu'elles partagent le même objectif, soit de susciter des économies d'énergie<sup>306</sup>.

## 9.2 POSITION DES INTERVENANTS

[438] Considérant que les PGEÉ des Distributeurs s'inscrivent dans le cadre unique du Plan directeur, le GRAME est d'avis qu'harmoniser le traitement réglementaire des budgets de ces PGEÉ permettrait d'assurer la cohérence du traitement réglementaire des Distributeurs et une certaine équité envers tous les clients.

[439] L'intervenant est favorable à la reconnaissance de l'aide financière liée aux programmes en efficacité énergétique à titre d'actifs réglementaire, inclus à la base de tarification et rémunérée au taux applicable pour chaque Distributeur. Le GRAME est également en faveur de l'application d'une période d'amortissement de 10 ans pour Gazifère, tel que c'est le cas présentement pour Énergir et pour HQD. Toutefois, cette possible capitalisation ne serait un incitatif que si elle est accompagnée d'un CÉR. Autrement, la part des charges annuelles d'amortissement de l'aide financière résultant d'erreurs de prévisions du nombre de participants entrainerait un trop-perçu qui, bien que partagé avec la clientèle, dissuaderait les investissements en efficacité énergétique, en permettant un retour partiel du trop-perçu vers l'actionnaire. Le GRAME est également favorable à la création d'un CÉR pour les frais d'exploitation en efficacité énergétique.

[440] Par ailleurs, cet intervenant constate que les règles de dépassement budgétaires sont différentes pour les Distributeurs et qu'aucune n'encourage l'investissement en efficacité énergétique. L'intervenant recommande d'instaurer une règle de dépassement uniforme pour les Distributeurs, consistant à autoriser, pour une année donnée, tout dépassement du nombre de participants prévus, dans la mesure où tous les autres paramètres autorisés par la Régie demeurent inchangés. Le GRAME suggère qu'un avis soit donné à la Régie par le

---

<sup>306</sup> Pièce [C-HQD-0060](#), p. 10 et 11.

distributeur concerné lorsque le nombre de participants d'un programme est dépassé, ce qui permettra à la Régie d'intervenir si elle le juge opportun<sup>307</sup>.

[441] L'ACEFO croit qu'il y a une problématique quant à la création d'un CÉR ou d'un CFR, car les prévisions des Distributeurs dépassent les dépenses réelles de façon récurrente. Cette intervenante se questionne sur la manière de limiter la correction des écarts, *a posteriori*, pour la génération de clients qui n'a pas payé les IEÉ.

[442] Dans sa preuve, l'intervenante recommande d'accorder à Énergir et Gazifère une marge de dépassement budgétaire de 15 % chacune, applicable au total des dépenses de chaque secteur de clientèle. Cependant, en audience, l'intervenante révisé sa proposition et recommande plutôt une marge de 10 %. À cet égard, elle rappelle qu'au présent dossier, la Régie approuve les programmes sous la responsabilité des Distributeurs et indique que si les budgets prévus doivent être maintenus au même niveau, il faudra être plus attentif à l'égard des dépassements accordés, surtout en considérant que les budgets sont plus importants que les dépenses passées<sup>308</sup>.

[443] L'ACIG-AQCIE-CIFQ est d'accord avec l'uniformisation de la règle comptable relative à la reconnaissance des aides financières liées aux PGEÉ d'Énergir et de Gazifère à titre d'actifs réglementaires inclus dans la base de tarification. Toutefois, la période d'amortissement devrait être appréciée au cas par cas, en fonction de la durée de vie utile moyenne des mesures et du principe de prudence visant à tenir compte de l'incertitude des économies d'énergie à long terme et de l'évolution de la réglementation<sup>309</sup>.

[444] Il revient donc à la Régie d'établir la durée de vie utile moyenne à retenir. L'intervenant invite la Régie à s'inspirer du raisonnement qu'elle a suivi lorsqu'elle a fixé la période d'amortissement applicable aux aides financières d'Énergir, décrite à la décision D-2017-094.

[445] Quant à l'application de cette règle pour HQD, l'intervenant comprend qu'une éventuelle capitalisation des charges viserait seulement celles qui ne seraient pas déjà capitalisées, soit celles pour les activités et les programmes de recherche, la commercialisation, la publicité, la promotion et l'administration générale.

---

<sup>307</sup> Pièces [C-GRAME-0042](#), p. 34 à 37, et [A-0155](#), p. 194 à 200.

<sup>308</sup> Pièces [C-ACEFO-0025](#), p. 8 et 13, et [A-0155](#), p. 242 à 246.

<sup>309</sup> Dans le cas de Gazifère, les informations relativement à la durée de vie utile des mesures sont disponibles au présent dossier à la pièce C-GI-0034.

[446] Pour Énergir et Gazifère, l'intervenant est d'accord avec l'uniformisation de la règle relative à la création d'un compte d'écart pour les dépenses d'exploitation, Énergir bénéficiant déjà d'un tel compte en vertu de la décision D-2017-094. Toutefois, il demande que le *statu quo* soit préservé quant à la création d'un compte d'écart pour l'aide financière.

[447] L'ACIG-AQCIE-CIFQ est d'avis que cela ne doit pas remettre en question l'application de la règle de dépassement maximum du budget approuvé d'Énergir pour l'ensemble des programmes d'une même catégorie de clients et pour l'ensemble de ses programmes, fixé à 10 % par la Régie en 2013. Cette règle doit être maintenue pour Énergir et appliquée à Gazifère sans la majorer à 20 %, afin de continuer à responsabiliser les Distributeurs dans leurs prévisions et s'assurer d'une stabilité et d'une prévisibilité des tarifs.

[448] L'intervenant est en désaccord avec la demande de Gazifère d'être autorisée à dépenser jusqu'à 1,2 M\$ supplémentaire annuellement dans le cadre de son PGEÉ, alors que le budget annuel demandé se situe plutôt entre 539 000 \$ et 626 000 \$.

[449] Cet intervenant est également d'avis que, étant donné qu'une partie des dépenses d'exploitation d'HQD reliées aux IEÉ sont déjà capitalisées, elles ne se prêtent pas à être réunies dans un même compte d'écarts avec les dépenses d'exploitation non capitalisables.

[450] Pour HQD, la Régie a refusé, au dossier tarifaire 2019, la création d'un CÉR pour les rendements associés aux dépenses capitalisables des IEÉ, au motif que ces variations sont non significatives.

[451] À cet égard, les témoins d'HQD ont confirmé qu'ils peuvent ajuster le traitement des demandes pour l'ensemble des programmes lorsque ce distributeur anticipe des excédents. HQD a démontré avoir suffisamment d'options pour ajuster le budget global en matière d'IEÉ par rapport à la demande<sup>310</sup>.

[452] Le ROEÉ n'est pas d'accord avec la proposition de marge de dépassement budgétaire d'Énergir, car elle n'a pas démontré que le seuil de 10 % en vigueur lui cause un préjudice. Énergir semble considérer les autorisations de dépassement comme une formalité administrative<sup>311</sup>.

---

<sup>310</sup> Pièces [C-ACIG-AQCIE-CIFQ-0029](#), p. 17 à 20, et [A-0153](#), p. 39 à 46.

<sup>311</sup> Pièce [A-0144](#), p. 123 à 125.

[453] Le RTIEÉ propose que, tant dans le marché affaires que dans le marché résidentiel, il soit permis aux Distributeurs d'accroître le nombre de participants à leurs programmes en comptabilisant le surcoût dans un CFR pour lequel il y aura une certitude que les montants seront récupérés à même le revenu requis d'une année ultérieure. À ce stade, le dépassement serait illimité, mais la Régie pourrait toujours revoir cette règle lors de dossiers tarifaires ultérieurs.

[454] Cet intervenant recommande également que l'aide financière pour les programmes et mesures des Distributeurs soit amortie sur dix ans comme pour Énergir et HQD. Cette période pourrait être déterminée par la Régie pour Gazifère, à la suite de l'examen des durées de vie des mesures<sup>312</sup>.

### 9.3 OPINION DE LA RÉGIE

[455] La Régie partage l'avis de la Table des parties prenantes quant au fait que la mise en marché des programmes :

*« [...] doit être modulée selon les besoins spécifiques des différents segments du marché. Elle doit également être mise en œuvre de manière flexible, pour permettre aux livreurs de programme de « vendre » les opportunités en efficacité, innovation et transition énergétiques, à l'instar de n'importe quelle entreprise qui cherche à vendre ses produits ou services »<sup>313</sup> [nous soulignons]*

[456] La Régie adhère également à la position de la Table des parties prenantes, lorsque cette dernière lui recommande « [...] d'adopter une approche axée davantage sur la performance, qui accorde plus de souplesse aux distributeurs et à TEQ en ce qui concerne le choix de mesures et de programmes, en échange d'un cadre de reddition de comptes harmonisé et exigeant, axé sur l'atteinte des résultats »<sup>314</sup>.

[457] La Régie juge qu'il est nécessaire d'uniformiser les règles de dépassements budgétaires et de traitement comptable des Distributeurs, lorsque possible, en tenant compte de certaines particularités du contexte propre à chacun, afin de leur accorder plus de

---

<sup>312</sup> Pièce [A-0150](#), p. 118 à 119.

<sup>313</sup> Pièce [B-0010](#), p. 29.

<sup>314</sup> Pièce [B-0010](#), p. 24.

flexibilité, de favoriser l'atteinte des cibles de la *Politique énergétique 2030*, d'assurer la continuité des mesures d'efficacité énergétique les plus porteuses et de favoriser l'adaptation rapide de l'offre, dans le contexte changeant lié à la transition énergétique.

### *Coûts capitalisables*

[458] Par ses décisions D-2015-189 et D-2017-094, la Régie reconnaît, respectivement, que les aides financières liées aux PGEÉ d'Énergir et d'HQD constituent des actifs réglementaires, et retenait une période d'amortissement de 10 ans. Ces actifs ont été inclus à la base de tarification et rémunérés au taux du coût moyen pondéré du capital. La Régie précisait alors que la période d'amortissement des aides financières d'Énergir débiterait le 1<sup>er</sup> octobre de l'année financière suivant celle où les coûts seraient encourus.

[459] Dans ces décisions, la Régie maintenait la comptabilisation des coûts non capitalisables du PGEÉ d'Énergir et d'HQD aux charges d'exploitation. Dans le cas d'HQD, ces coûts non capitalisables incluent les coûts des programmes et activités de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion, les coûts d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du Bureau d'efficacité et d'innovation énergétique (BEIÉ) et du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles<sup>315</sup>. Les coûts capitalisables liés au PGEÉ d'HQD incluent les aides financières, les coûts relatifs à la conception, au développement, à la mise en marché et à l'exploitation des différents programmes.

[460] La Régie constate qu'en vertu de ses décisions antérieures, différents coûts liés aux IEE d'HQD sont capitalisés, tandis que seules les aides financières des programmes d'Énergir le sont. Aucun coût n'est capitalisable pour Gazifère. Par souci d'équité, et considérant les particularités de chaque distributeur, la Régie juge opportun que Gazifère dispose de la même flexibilité qu'Énergir et HQD quant à la comptabilisation des aides financières liées à son PGEÉ.

**[461] La Régie reconnaît donc les aides financières liées au PGEÉ de Gazifère à titre d'actifs réglementaires et retient une période d'amortissement de 10 ans à cet égard. Ces actifs devront être inclus à la base de tarification et rémunérés au taux du coût moyen pondéré du capital.**

---

<sup>315</sup> Dossier R-3927-2015, décision [D-2015-189](#), p. 15 et 16, par. 50 et 51, et Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 40 et 42, par. 73 et 84.

### *Règles de dépassements budgétaires*

[462] Même si, historiquement, HQD ne dépense pas le budget total approuvé pour ses IEE, la Régie est d'avis que le nouveau contexte devrait l'amener à être plus performante en matière d'efficacité énergétique.

[463] La Régie juge que les règles de dépassements budgétaires applicables à Gazifère devraient être moins restrictives que celles d'HQD, considérant que le PGEÉ de Gazifère, à l'horizon 2023, est très ambitieux et qu'il s'agit d'un distributeur de plus petite taille. En effet, toute variation de la participation prévue pourrait avoir un effet relatif plus important sur les dépenses réelles de Gazifère.

[464] La Régie constate qu'Énergir dispose déjà d'une marge de dépassement budgétaire de 10 % par catégorie de clientèle et pour l'ensemble des programmes de son PGEÉ.

[465] La Régie est d'avis que les règles de dépassement budgétaires doivent être limitées à un secteur ou une catégorie de clientèle (résidentielle, affaires et institutionnelle, industrielle ou autre) mais doivent tout de même permettre une plus grande flexibilité que si elles étaient limitées aux programmes, aux mesures, aux volets, aux sous-volets ou aux initiatives individuelles. À cet égard, la Régie considère que la nouvelle nomenclature d'Énergir ne devrait pas contraindre les dépassements budgétaires par catégorie de clientèle.

[466] Par ailleurs, la Régie considère que la proposition de dépassement budgétaire de Gazifère représente un risque pour ses clients, qu'ils soient participants aux programmes en efficacité énergétique ou non.

**[467] La Régie rejette la proposition d'Énergir de majorer sa marge de dépassement budgétaire à 20 % sans limitation par catégorie de clientèle. La Régie rejette également la proposition d'Énergir quant au fait qu'une approbation de la Régie ne serait pas nécessaire en cas de dépassement budgétaire.**

**[468] La Régie rejette la proposition de Gazifère relative aux règles de dépassement.**

[469] La Régie accorde une marge de dépassement de 15 % à Énergir et à HQD par rapport au budget annuel approuvé, limitée par catégorie de clientèle et pour l'ensemble des programmes ou IEE.

[470] **La Régie accorde à Gazifère une marge de dépassement budgétaire de 100 % limitée aux aides financières par catégorie de la clientèle.**

[471] **La Régie requiert d'Énergir, Gazifère et à HQD, qu'au-delà des marges de dépassement budgétaire établies par la présente décision, ils doivent obtenir une autorisation de la Régie avant de prendre tout engagement additionnel.**

### *Comptes d'écarts et comptes de frais reportés*

[472] Dans le dossier tarifaire 2018 d'Énergir, la Régie a rejeté la demande de créer un nouveau CFR afin d'y comptabiliser les écarts entre le budget d'aides financières autorisées et la valeur réelle des aides financières payées. La Régie a toutefois maintenu le traitement comptable réglementaire applicable aux dépenses d'exploitation du PGEÉ, permettant de comptabiliser les écarts entre les dépenses d'exploitation budgétées et les dépenses d'exploitation réelles du PGEÉ dans un CFR hors base existant, portant intérêts, puis d'intégrer ces écarts aux tarifs de distribution, dans le dossier tarifaire de la deuxième année subséquente à celle où ils sont constatés<sup>316</sup>.

[473] La Régie note que le PGEÉ de Gazifère est exclu de sa base de tarification et maintenu dans un CFR de type CÉR hors base et portant intérêt<sup>317</sup>. Le montant du PGEÉ qui apparaît aux dépenses d'exploitation pour une année donnée (n), est égal à la somme des montants suivants :

- l'écart entre le réel et le budget de l'année n-2; et
- les additions prévues pour l'année témoin n.

[474] Enfin, dans ses décisions sur l'établissement des modalités du MRI d'HQD, la Régie reconnaissait les dépenses capitalisables<sup>318</sup> et les charges liées aux IEE<sup>319</sup> à titre d'exclusion et en autorisait le traitement en tant que *Facteur Y*<sup>320</sup>. Cependant, la Régie refusait d'y adjoindre un CÉR afférent aux charges d'exploitation liées aux IEE, à l'amortissement et

---

<sup>316</sup> Dossier R-3987-2016, décision [D-2017-094](#), p. 42 à 44.

<sup>317</sup> Dossier R-3969-2016 Phase 2, décision [D-2017-028](#), p. 19, par. 41.

<sup>318</sup> Dossier R-3897-2014 Phase 1, décision [D-2017-043](#), p. 94, par. 398.

<sup>319</sup> Coûts des activités de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale.

<sup>320</sup> Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 70, par. 311.

au rendement associés aux dépenses capitalisables de ces interventions, afin de comptabiliser les écarts entre le budget autorisé et le réel<sup>321</sup>.

[475] La Régie note à cet égard qu'aucun CÉR en lien avec les IEÉ d'HQD n'a été établi jusqu'au présent. Lors de son dossier tarifaire 2019-2020, HQD présentait l'ensemble des coûts ayant un impact sur les revenus requis à titre de *Facteur Y* lié aux IEÉ, soit les charges d'exploitation, l'amortissement et le rendement de la base de tarification<sup>322</sup>. Elle présentait également les dépenses capitalisables des IEÉ incluses dans la base de tarification à titre de *Facteur Y*<sup>323</sup>.

**[476] Pour les motifs invoqués par Énergir et le GRAME, la Régie autorise Énergir à créer un CFR pour capter les écarts budgétaires liés aux aides financières de son PGEÉ et lui demande d'effectuer un suivi à cet égard dans le cadre de son dossier de rapport annuel 2019. La Régie demande également à Énergir, dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021, de déposer pour approbation les modalités de disposition de ce nouveau compte d'écart. La Régie maintient le CFR existant pour les charges d'exploitation afin de capter les écarts entre le montant prévu au dossier tarifaire et le montant réel constaté au rapport annuel.**

**[477] La Régie autorise Gazifère à créer un CFR pour capter les écarts budgétaires liés aux aides financières capitalisés de son PGEÉ et lui demande d'effectuer un suivi à cet égard dans le cadre de son dossier de rapport annuel 2020. La Régie demande également à Gazifère, dans le cadre du dossier tarifaire 2021, de déposer, aux fins de leur approbation, les modalités de disposition de ce nouveau compte d'écart. La Régie maintient l'utilisation du CFR existant pour les écarts liés aux charges d'exploitation afin d'y capter les écarts entre le montant prévu au dossier tarifaire et le montant réel constaté au rapport annuel.**

**[478] La Régie autorise HQD, à des fins d'uniformisation et eu égard au nouveau contexte amené par l'arrivée de TEQ et du Plan directeur, à créer un CER pour capter les écarts budgétaires liés aux charges d'exploitation, à l'amortissement et le rendement de la base de tarification, en lien avec ses IEÉ. La Régie demande à HQD de présenter de façon distincte dans ce compte, les charges d'exploitation, la charge d'amortissement et le rendement de la base de tarification et d'effectuer un suivi à**

---

<sup>321</sup> Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-067](#), p. 105, par. 502.

<sup>322</sup> Dossier R-4057-2018, pièce [B-0144](#), p. 3.

<sup>323</sup> Dossier R-4057-2018, pièce [B-0062](#), p. 66.

**compter du dossier tarifaire 2020-2021 et du rapport annuel 2019. La Régie demande également à HQD, dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021, de déposer pour approbation les modalités de disposition de ce nouveau CÉR.**

## 10. TESTS ÉCONOMIQUES ET PRISE EN COMPTE DES BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

[479] Depuis que la Régie examine les programmes des Distributeurs, elle se base sur trois tests de rentabilité, soit le TCTR, le TP et le TNT, afin de juger de la pertinence d'inclure ou non les coûts associés aux différents programmes d'efficacité énergétique aux tarifs des Distributeurs. Le Tableau 22 présente un résumé des concepts de base de ces trois tests.

TABLEAU 22  
CONCEPTS DE BASE DES TESTS UTILISÉS PAR LA RÉGIE

Test	Perspective	Approche sommaire
Test du coût total en ressources	Distributeurs et clients participant au programme	Comprend les coûts et bénéfices du réseau de services publics (distributeurs), plus les coûts et bénéfices pour les participants aux programmes.
Test du participant	Clients participant au programme	Comprend les coûts et les bénéfices pour les clients qui participent au programme
Test de neutralité tarifaire	Tous les clients, via les tarifs payés	Comprend les coûts et les bénéfices qui auront une incidence sur les tarifs des services publics (distributeurs), y compris les coûts et les bénéfices des réseaux de services publics (distributeurs) plus les pertes de revenus.

Tableau établi à partir du [National Standard Practice Manual for assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources](#), Edition 1, Spring 2017, p. 110.

[480] Un résultat positif est en général nécessaire, sauf exception (clientèle des MFR ou projets-pilotes), pour les deux premiers tests, pour chaque programme. Un résultat positif est également requis en ce qui a trait au PGEÉ annuel global d'un distributeur donné. Quant au TNT, il n'est utilisé qu'à des fins d'information afin de mesurer la pression d'un programme ou d'une mesure sur les tarifs.

[481] La Régie constate que la définition et l'application de ces tests diffèrent d'un distributeur à l'autre.

[482] Ainsi, le RTIEÉ recommande à la Régie de s'assurer qu'Énergir utilise la même définition du TCTR et du TP qu'HQD et Gazifère, qu'elle tienne correctement compte des bénéfices des seuls participants non opportunistes, mais qu'elle tienne compte des coûts de tous les participants y compris les opportunistes. Cette approche avait d'ailleurs été imposée à HQD dans la décision D-2012-024. L'intervenant note que le TNT est défini de la même façon par les Distributeurs<sup>324</sup>.

[483] Le ROEÉ considère normal que la rentabilité des initiatives soit évaluée séparément pour chaque technologie ou mesure proposée. Ainsi, une mesure qui n'apparaît pas au PTÉ ne devrait pas être considérée dans un programme d'économie d'énergie. De plus, il est d'avis que les bénéfices non énergétiques (BNÉ) doivent davantage être pris en compte par la Régie<sup>325</sup>.

[484] Le RNCREQ invite la Régie à reconnaître l'impact des IEÉ sur les GES et, de ce fait, la pertinence de prendre en compte ces bénéfices réels dans l'appréciation de ces interventions<sup>326</sup>.

[485] Cette position est partagée par le témoin commun du RNCREQ et d'OC, qui constate que la réduction de la consommation d'électricité au Québec mène à une réduction des GES et considère que les efforts d'efficacité énergétique d'HQD contribuent effectivement à la réduction des émissions de GES, proportionnellement aux taux d'émissions par kWh des réseaux américains. Cet effet devrait être pris en compte lors de l'évaluation des bénéfices réels des IEÉ<sup>327</sup>.

[486] En audience, le RTIEÉ questionne Énergir relativement à sa recommandation d'une approche uniforme en matière d'analyse de rentabilité pour les Distributeurs. Énergir répond que le principe de symétrie, assez documenté dans la littérature et visant à considérer, dans les analyses de bénéfices et de coûts, les mêmes items ou effets, est fondamental. Énergir cite, à cet égard, les rapports préparés en 2017 par le *National Standard Practice Manual of Assessing Cost Effectiveness of Energy Efficiency Resource*,

---

<sup>324</sup> Pièce [C-RTIEÉ-0029](#), p. xiv, 29 à 36.

<sup>325</sup> Pièce [C-ROEÉ-0028](#), p. 27 et 28.

<sup>326</sup> Pièce [C-RNCREQ-0021](#), p. 22.

<sup>327</sup> Pièce [C-OC-0025](#), p. 31.

qui guident plusieurs états américains sur les bonnes pratiques en termes de tests de rentabilité. Énergir est d'avis que la méthodologie qu'elle utilise devrait continuer à s'appliquer et qu'il serait bénéfique d'appliquer cette méthode à HQD et Gazifère<sup>328</sup>.

[487] Dans ce contexte, le consultant de Gazifère, de la firme Dunsky expertise en énergie (Dunsky), précise que sa firme étudie les pratiques liées aux tests économiques dans l'industrie en Amérique du Nord depuis de nombreuses années et remarque que l'approche utilisée pour Gazifère et HQD est probablement la plus restrictive et diffère significativement des principes de base.

[488] Ce consultant précise que les pratiques en vigueur en Amérique du Nord s'appuient sur le *California Standard Practice Manual*, publié en 1982 pour répondre à des enjeux spécifiques à la Californie. Au Québec, le TCTR, le TP et le TNT sont principalement utilisés, mais d'autres tests, comme le test du coût social (TCS) et le test de l'administrateur public (TAP) peuvent être opportuns.

[489] Selon Dunsky, chacun de ces tests permet d'examiner la rentabilité des programmes selon différentes perspectives. Ils doivent donc être choisis selon ce qui doit être vérifié, en tenant compte du contexte, du cadre politique et des politiques publiques en vigueur.

[490] Toujours selon Dunsky, de nombreux principes sont à considérer, dont la symétrie, la transparence, les objectifs recherchés, la documentation des intrants ainsi que l'utilisation et l'application des tests<sup>329</sup>.

[491] Gazifère ajoute avoir vécu récemment l'application de tests restrictifs ayant conduit à l'élimination de plusieurs de ses programmes. Or, le contexte de transition énergétique actuel implique qu'il faille favoriser la mise en place de programmes et mesures ainsi que l'obtention de résultats. Selon Gazifère, il est temps de revoir les tests économiques et de les lier davantage à la politique énergétique actuelle<sup>330</sup>.

[492] Le RTIEÉ indique ne pas comprendre les motifs pour lesquels les autorités californiennes reconnaissent un TCTR qui omet les coûts associés aux opportunistes. Au Québec, la Régie, les Distributeurs, TEQ et les intervenants ont besoin d'un TCTR qui leur

---

<sup>328</sup> Pièce [A-0135](#), p. 20 à 23.

<sup>329</sup> Pièce [A-0138](#), p. 48 à 52.

<sup>330</sup> Pièce [A-0138](#), p. 54 et 55.

donne l'heure juste. Si un programme n'est pas rentable selon ce test, il importe de tenir compte des cibles à atteindre et de le comparer à d'autres programmes pour lesquels la rentabilité a été calculée de la même façon, afin que la décision de l'inclure ou non dans le Plan directeur soit prise en toute connaissance de cause<sup>331</sup>. Énergir soumet toutefois que cette recommandation du RTIEÉ entraînerait une réduction de ses économies d'énergie, ce qui n'est pas souhaitable dans le contexte actuel<sup>332</sup>.

[493] La Régie constate du *National Standard Practice Manual for Assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources 2017* dont un extrait a été déposé par Énergir<sup>333</sup>, que dans le calcul des bénéfices de tous les tests économiques, peu importent les perspectives qu'ils couvrent, aucun bénéfice lié aux opportunistes ne devrait être considéré et que les bénévoles et clients « entraînés » (*spillover*) ont pour effet d'augmenter ces bénéfices.

[494] La Régie constate également que pour un test comme le TCTR, qui couvre les perspectives des Distributeurs et des participants, les opportunistes sont pris en compte dans les coûts, comme le recommande le RTIEÉ, mais que leur effet net est nul. En effet, les Distributeurs versent l'aide financière à ces opportunistes (coût) mais ces derniers auraient implanté les mesures même sans cette aide, faisant en sorte que, dans leur perspective, l'aide financière reçue des Distributeurs représente un coût négatif.

[495] Pour ce qui est des bénévoles et des clients « entraînés » (*spillover*), la Régie note que les perspectives couvertes par le TCTR font en sorte que ces clients augmentent les coûts.

[496] La Régie note, quant au TP qui ne couvre que la perspective des participants, que la prise en compte des opportunistes a pour effet de diminuer les coûts, contrairement aux bénévoles et aux clients « entraînés », qui ont pour effet de les augmenter<sup>334</sup>.

**[497] La Régie demande donc à Énergir, Gazifère et HQD, lors de demandes d'ajustement à la marge présentées, le cas échéant, dans un dossier tarifaire, de la présentation des résultats aux rapports annuels et de l'examen des Plans directeurs, de baser leurs calculs du TCTR, du TP et du TNT sur les consignes du *National***

---

<sup>331</sup> Pièce [A-0155](#), p. 126 à 128.

<sup>332</sup> Pièce [A-0155](#), p. 281.

<sup>333</sup> Pièce [C-Énergir-0057](#).

<sup>334</sup> [National Standard Practice Manual for assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources, Edition 1, Spring 2017](#), p. 99 à 103.

***Standard Practice Manual for Assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources 2017, notamment quant aux coûts et bénéfices liés aux opportunistes, aux bénévoles et aux clients « entraînés ». La Régie demande que ces tests soient présentés sous forme monétaire et sous forme de ratio. Elle s'attend à ce que, minimalement, les Distributeurs présentent lors de ces dossiers la formule de calcul utilisée.***

[498] Par ailleurs, la Régie constate que des discussions portant sur la prise en compte des BNÉ ont eu lieu dans les dossiers tarifaires portant sur les années 2015 et 2018 pour Énergir et 2016 et 2018 pour Gazifère.

[499] En effet, aux dossiers tarifaires 2015 d'Énergir et 2016 de Gazifère, ces dernières proposaient l'ajout générique des BNÉ au TCTR et ont déposé deux rapports préparés à cette fin par Dunsky<sup>335</sup>. En audience, lors du dossier R-3924-2015 de Gazifère, Dunsky indiquait qu'il existe des études détaillées et rigoureuses permettant de quantifier les BNÉ, qui peuvent être transposées au Québec<sup>336</sup>.

[500] Également, à son dossier tarifaire 2018, Énergir demandait à la Régie de prendre acte de la prise en compte d'économies d'électricité pour l'un de ses programmes<sup>337</sup> et à son dossier tarifaire 2018, Gazifère présentait, en plus d'un TCTR « gaz », un TCTR total, tenant compte des bénéfices liés à des économies d'électricité et d'eau, cette dernière économie étant considérée comme un BNÉ facilement quantifiable selon Gazifère<sup>338</sup>.

[501] La plupart des intervenants à ces derniers dossiers ont exprimé des réserves quant à l'ajout générique des BNÉ au TCTR.

[502] Dans le dossier tarifaire 2015 d'Énergir, la Régie ne s'est pas prononcée sur la prise en compte des BNÉ, précisant que la Politique énergétique 2030 pourrait amener une réflexion globale sur les IEE et devenir l'occasion d'une révision des critères de décision et donc des tests économiques.

[503] La Régie considérait toutefois opportun alors de réfléchir à la prise en compte de tous les bénéfices énergétiques directement mesurables avant de se pencher sur des

---

<sup>335</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 4, pièce [B-0502](#), et dossier R-3924-2015 Phase 2, pièce [B-0076](#).

<sup>336</sup> Dossier R-3924-2015 Phase 3, pièce [A-0038](#), p. 100 à 104, 138 à 139.

<sup>337</sup> Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 70 à 72 et 94.

<sup>338</sup> Dossier R-4003-2017 Phase 2, pièce [B-0172](#), p. 7 et 67.

bénéfices indirects ou moins tangibles. Parmi ces bénéfiques, la Régie citait, notamment, les économies provenant d'une autre source d'énergie que celle d'Énergir.

[504] Au dossier tarifaire 2016 de Gazifère, la Régie se disait préoccupée par l'arbitrage des BNÉ et a rejeté la demande de Gazifère à cet égard.

[505] Au dossier tarifaire 2018 d'Énergir et de Gazifère, la Régie a permis l'inclusion des bénéfiques liés aux économies d'électricité dans les tests économiques des programmes faisant l'objet de leur demande. La Régie précisait, pour Gazifère, que : « [...] *pourvu que les économies ainsi que les coûts évités d'électricité soient adéquatement documentés* ». La Régie a toutefois rejeté la prise en compte des BNÉ liés à la réduction de la consommation de l'eau, en raison des difficultés liées à leur arbitrage<sup>339</sup>.

[506] La Régie note que sur la base des évaluations les plus récentes<sup>340</sup>, Énergir a tenu compte au présent dossier des économies d'électricité pour deux de ses programmes<sup>341</sup>. Pour l'un d'entre eux, la valeur de l'évaluation a été ajustée afin de tenir compte de la taille moyenne des projets prévus au cours de la période 2019-2023. Énergir ne détaille cependant pas cet ajustement<sup>342</sup>.

[507] Gazifère a tenu compte au présent dossier des économies d'électricité, mais également de l'augmentation de sa consommation<sup>343</sup>. Pour sa part, HQD ne quantifie pas l'impact de ses programmes sur la consommation de gaz naturel, en vue du calcul de ses tests économiques<sup>344</sup>.

[508] La Régie souligne qu'elle a déjà accordé aux Distributeurs la possibilité de tenir compte des bénéfiques énergétiques quantifiables liés à d'autres sources d'énergie que celle qu'ils distribuent, dans le calcul du TCTR.

---

<sup>339</sup> Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 140 à 143, dossier R-3924-2015 Phase 3, décision [D-2016-014](#), p. 71 à 72, dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 96 et 97 et dossier R-4003-2017 Phase 2, décision [D-2017-133](#), p. 36 à 37.

<sup>340</sup> Suivi 2019 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Énergir. Évaluation des programmes [PE224](#), p. 7, [PE226](#), p. 25 et [PE235](#), p. v.

<sup>341</sup> Programmes PE224 et PE226 à la pièce [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 12 et 24.

<sup>342</sup> Pièces [C-Énergir-0037](#), Annexe, p. 24, et [A-0135](#), p. 85.

<sup>343</sup> Pièce [C-GI-0006](#), p. 16, 20, 51, 55 et 62.

<sup>344</sup> Suivi 2015 des évaluations des programmes des IEÉ d'HQD. [Réponse à la DDR1](#) de la Régie, p. 3.

[509] La Régie retient toutefois que la symétrie, la transparence et une documentation adéquate se retrouvent parmi les principes à considérer dans l'application des tests économiques. La symétrie est, selon la Régie, appliquée par Gazifère lorsqu'elle valide les bénéfiques ainsi que les coûts liés à autres sources d'énergie que le gaz naturel, ce qui n'est pas le cas pour Énergir qui ne tient compte que des bénéfiques.

[510] En ce qui a trait aux deux autres principes à respecter, soit la transparence et une documentation adéquate, la Régie est d'avis que les Distributeurs devraient documenter et détailler, d'une part, les hypothèses et les intrants nécessaires au calcul des coûts et des bénéfiques liés à d'autres sources d'énergie et d'autre part, tout ajustement appliqué, à des fins prévisionnelles, le cas échéant, aux valeurs retenues quant à ces coûts et bénéfiques dans le cadre des évaluations.

**[511] En vue de la préparation du prochain plan directeur, la Régie permet aux Distributeurs de tenir compte, dans le calcul des tests de rentabilité de leurs programmes et mesures, des bénéfiques liés à la diminution de la consommation d'une autre source d'énergie, le cas échéant, pourvu qu'ils tiennent également compte des coûts relatifs à l'augmentation de la consommation de cette source d'énergie. Les hypothèses et les intrants au calcul de ces coûts et bénéfiques, y inclus les coûts évités, doivent être documentés et détaillés.**

**[512] La Régie demande qu'à l'exception des coûts évités, l'information relative à ces calculs détaillés soit dorénavant analysée lors des prochaines évaluations d'impact énergétique et de certains suivis annuels<sup>345</sup>. Tout ajustement aux résultats de ces analyses appliqué, le cas échéant, par les Distributeurs à des fins prévisionnelles, devra également être documenté et détaillé.**

[513] La Régie constate qu'au dossier tarifaire 2016 de Gazifère, Dunsky indiquait que le TAP permettrait de mieux prendre en compte les aides financières des programmes. Pour sa part, le TCTR est le test qui permet le mieux de constater si toute la clientèle devrait ou non encourir des coûts additionnels pour l'efficacité énergétique, puisque ce test est insensible à la variation de l'aide financière, hors de l'effet de distorsion. Le TNT, quant à lui, donne une indication de l'impact sur les tarifs mais pas sur la facture totale de la clientèle, puisque cette facture dépend du nombre de participants<sup>346</sup>.

---

<sup>345</sup> Révision de cas-types dans le cas de Gazifère ou « suivis » dans le cas d'HQD.

<sup>346</sup> Dossier R-3924-2015 Phase 3, pièces [A-0051](#), p. 70, et [A-0038](#), p. 97 à 98 et 133 à 135.

[514] La Régie est d'avis que dans le contexte de la *Politique énergétique 2030*, une réflexion générale sur les tests économiques à appliquer pour évaluer les programmes d'efficacité énergétique est nécessaire. La Régie juge que la présentation, au prochain dossier d'examen du plan directeur, des premiers résultats de l'application du TAP pourrait être appropriée pour l'ensemble des participants, en ce qu'elle permettrait d'examiner de la calibration des aides financières des programmes. La Régie tient toutefois à souligner que cette approche n'est pas limitative et que d'autres approches pourraient être présentées.

**[515] La Régie demande aux Distributeurs de présenter, dans le cadre de l'examen du prochain plan directeur, pour chacun des programmes, volets, sous-volets et mesures, les résultats du TAP et de tout autre test qu'ils considèrent approprié ou pertinent, sous forme monétaire et sous forme de ratio. Ces tests pourront être présentés en plus des tests traditionnellement présentés, soit le TCTR, le TP et le TNT. Tous ces tests devront être documentés en ce qui a trait à leurs objectifs, leur application, leurs hypothèses, leurs formules de calcul et leurs intrants. Il en va de même pour tout BNÉ proposé, le cas échéant. Les prévisions des tests économiques avec et sans BNÉ devront être adéquatement identifiées.**

[516] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

**APPROUVE** les programmes et les mesures sous la responsabilité d'Énergir, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, conformément aux dispositions de la section 4;

**APPROUVE** les programmes et les mesures sous la responsabilité de Gazifère, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, conformément aux dispositions de la section 5;

**APPROUVE** les programmes et les mesures sous la responsabilité d'HQD, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, conformément aux dispositions de la section 6;

**ORDONNE** à TEQ, Énergir, Gazifère et HQD de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus à la présente décision.

Louise Rozon  
Régisseur

Marc Turgeon  
Régisseur

Nicolas Roy  
Régisseur

# ANNEXE 1

**Annexe 1 (1 page)**

**L. R.** \_\_\_\_\_

**M. T.** \_\_\_\_\_

**N. R.** \_\_\_\_\_

### Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
m <sup>3</sup>	mètre cube
kW	kilowatt
MtCO <sub>2</sub> eq	millions de tonnes de dioxyde de carbone équivalent
MW	mégawatt
J	joule
GJ	gigajoule-10 <sup>9</sup> ou 1 000 000 000 J
GL	gigalitres ou milliards de litres
PJ	petajoule-10 <sup>15</sup> ou 1 000 000 000 000 000 J
kWh	kilowattheure - 10 <sup>3</sup> ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10 <sup>6</sup> ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10 <sup>9</sup> ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10 <sup>12</sup> ou 1 000 000 000 000 Wh