

## **Rapport de la Régie**

### **Révision du potentiel technico-économique en réseau intégré d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur)**

**18 octobre 2011**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>2. PROCESSUS D'EXAMEN.....</b>	<b>5</b>
<b>3. PTÉ DES SECTEURS RÉSIDENTIEL, CI ET AGRICOLE.....</b>	<b>5</b>
3.1 CONTEXTE, MANDAT ET RÉSULTATS SOMMAIRES DU RAPPORT.....	5
3.2 IMPACT EN PUISSANCE DU PTÉ.....	7
<b>4. PTÉ DES PMI ET GI.....</b>	<b>10</b>
4.1 CONTEXTE, MANDAT ET RÉSULTATS SOMMAIRES DU RAPPORT.....	10
4.2 IMPACT EN PUISSANCE DU PTÉ.....	12
<b>5. ANALYSE ET CONCLUSIONS DE LA RÉGIE .....</b>	<b>14</b>
5.1 PTÉ DES SECTEURS RÉSIDENTIEL, CI ET AGRICOLE.....	14
5.2 PTÉ DES PMI ET GI .....	16
5.3 IMPACT EN PUISSANCE DU PTÉ.....	17

## 1. INTRODUCTION

[1] Parmi les outils lui permettant d’élaborer le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et de sélectionner les mesures qui y seront incluses, le Distributeur évalue notamment le potentiel technico-économique (PTÉ). En effet, l’analyse du PTÉ permet d’identifier les principaux gisements d’économie d’énergie pour chacun des marchés du Distributeur et d’apprécier, *a priori*, le coût, les résultats projetés et les impacts économiques et financiers des mesures qui pourraient être incluses au PGEÉ.

[2] Cependant, cet outil doit être révisé périodiquement, pour tenir compte de la transformation des marchés du Distributeur, de l’évolution des technologies et du coût de ces dernières. À cet égard, la Régie encourageait le Distributeur, à revoir et à réajuster le contenu de son PGEÉ « *en révisant régulièrement ses études de potentiel et en y incluant l’analyse de toute nouvelle technologie ou opportunité de marché qu’il jugera important d’étudier* »<sup>1</sup>.

[3] C’est dans ce contexte que le Distributeur annonce, dans le cadre du dossier R-3740-2010, une révision du PTÉ pour le réseau intégré. Considérant l’ampleur de cette révision, ainsi que l’importance qui est accordée aux aspects techniques, la Régie préconise un examen par voie administrative<sup>2</sup>.

[4] Se conformant à cette demande, le Distributeur dépose, le 30 juin 2011, trois documents :

- *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole (Mise à jour 2010)*;
- *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*;
- *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec – Liste des mesures.*

[5] Ces trois documents font l’objet du présent examen.

<sup>1</sup> Décision D-2003-110, dossier R-3473-2001, page 38.

<sup>2</sup> Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 124.

## 2. PROCESSUS D'EXAMEN

[6] Une séance de travail est organisée avec le Distributeur, le 6 septembre 2011, afin de permettre au personnel technique de la Régie d'obtenir des précisions sur les documents examinés.

[7] Quatorze engagements concernant ces documents sont pris lors de cette séance de travail. Le Distributeur répond à ces engagements les 20 et 27 septembre 2011. En lien avec ces engagements, le Distributeur révise certaines sections des documents déposés le 20 septembre 2011.

[8] Afin d'optimiser le processus, et bien que le présent examen se limite au PTÉ en réseau intégré, il convient d'en appliquer les conclusions au PTÉ en réseaux autonomes, dont l'examen est prévu pour 2012.

## 3. PTÉ DES SECTEURS RÉSIDENTIEL, CI ET AGRICOLE

### 3.1 CONTEXTE, MANDAT ET RÉSULTATS SOMMAIRES DU RAPPORT

[9] Le PTÉ des secteurs résidentiel, CI et agricole consiste en un estimé des économies d'énergie associées à l'implantation de technologies et de mesures actuellement disponibles sur le marché, tenant compte de leur coût dans un marché mature et du coût évité des économies d'énergie pour le Distributeur. Le PTÉ est évalué sur un horizon de 5 ans, de 2011 à 2015 (PTÉ-5 ans) et sur un horizon de 10 ans, de 2011 à 2020 (PTÉ-10 ans).

[10] Le tableau 1 met en relation le PTÉ-5 ans, le PTÉ-10 ans et la prévision des ventes par secteur pour 2010, 2015 et 2020.

**Tableau 1<sup>3</sup>**  
**PTÉ et prévision des ventes d'électricité par secteur**

Secteur	PTÉ-5 ans (GWh)	PTÉ-10 ans (GWh)	Prévision des ventes		
			2010	2015	2020
<b>Résidentiel</b>	8 431	9 139	62 877	66 016	68 880
<b>Agricole</b>	795	910			
<b>CI</b>	11 218	11 817	34 778	35 354	35 971
<b>Total</b>	<b>20 444</b>	<b>21 866</b>	<b>97 655</b>	<b>101 370</b>	<b>104 851</b>

[11] Le PTÉ mis à jour est en hausse, comparativement à son évaluation de 2005. Le PTÉ-5 ans total, pour les trois secteurs, est ainsi évalué à 20,4 TWh, comparativement à 15,2 TWh en 2005<sup>4</sup>. Le consultant explique cette hausse par le fait que les coûts évités du Distributeur sont significativement plus élevés à partir de 2023, par l'ajout de plusieurs nouvelles mesures ainsi que par l'évolution de la performance et des coûts des mesures évaluées précédemment.

[12] Le PTÉ du secteur résidentiel est principalement constitué de mesures liées au chauffage des locaux et les mesures d'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments existants dominant. Le contrôle de la température et les thermostats composent également une part significative du PTÉ. Toutefois, le potentiel de ces mesures est plus faible qu'en 2005, vu la diffusion plus importante des thermostats électroniques et programmables dans le marché visé.

[13] Le consultant recommande de promouvoir la mise à jour de la réglementation sur l'économie d'énergie visant la nouvelle construction. Pour les bâtiments existants, une sensibilisation accrue des propriétaires à l'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments, au moment de rénovations majeures, apparaît également comme une avenue intéressante<sup>5</sup>.

[14] L'utilisation d'appareils de chauffage efficaces, dont la géothermie, les pompes à chaleur à haut rendement et les pompes à chaleur pour climat froid offre désormais un potentiel significatif mais est réservée à des segments de marché encore limités.

<sup>3</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole (Mise à jour 2010)*, page 10, tableau 2; Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 2 (résidentiel CI et agricole), tableau R-2.1, page 5.

<sup>4</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole (Mise à jour 2010)*, page iii.

<sup>5</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole (Mise à jour 2010)*, page iii.

[15] Le consultant souligne la transformation à venir des mesures d'éclairage. En effet, la réglementation prévue du rendement des lampes incandescentes et des lampes fluorescentes de type T12 aura pour effet de réduire significativement le PTÉ associé à leur remplacement. Toutefois, les progrès enregistrés quant au rendement des diodes électroluminescentes (DEL) et son évolution prévue ont permis aux mesures de cette famille d'être incluses au PTÉ.

[16] Enfin, le PTÉ des mesures liées à l'eau chaude sanitaire est en croissance importante, principalement dans le secteur résidentiel. L'introduction de nouvelles mesures, dont les chauffe-eau de type pompe à chaleur, explique la hausse du potentiel de cet usage. Tout comme pour les DEL, le potentiel associé à cette mesure dépendra de l'évolution du coût de l'appareil dans un marché mature<sup>6</sup>.

### 3.2 IMPACT EN PUISSANCE DU PTÉ

[17] L'impact en puissance des mesures qui composent le PTÉ est également évalué, afin d'estimer l'impact de l'implantation **complète** du PTÉ sur la demande en pointe du réseau du Distributeur. Dans le cadre de cette analyse, la pointe survient entre 16 heures et 19 heures à la mi-janvier<sup>7</sup>.

[18] En réponse à un engagement, le Distributeur explique qu'il considère que la pointe annuelle d'hiver de l'ensemble des besoins peut survenir aussi bien le matin (entre 6 heures et 9 heures) que le soir (entre 16 heures et 19 heures). Il fournit l'impact des mesures d'économie d'énergie coïncidant à l'un ou l'autre de ces moments. Comme la pointe du secteur résidentiel est fortement liée à la température extérieure et celle du secteur CI, aux heures d'opération des commerces et des institutions, l'horaire du soir a été choisi. Cependant, le choix d'un autre horaire n'aurait pas influencé la décision d'éliminer ou de retenir une mesure d'économie d'énergie, ni affecté l'évaluation du PTÉ des mesures d'économie d'énergie<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole (Mise à jour 2010)*, page iv.

<sup>7</sup> Idem, page 87.

<sup>8</sup> Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 9 (résidentiel, CI et agricole), page 10.

[19] Dans son analyse, le consultant modélise les mesures d’économies d’énergie à l’aide de simulations horaires, selon divers horaires d’utilisation, afin de reproduire la diversité d’utilisation des appareils et équipements des marchés visés. Les résultats de l’analyse se traduisent en profils horaire d’appel de puissance pour les différents cas types utilisés, à partir desquels il est possible d’obtenir l’impact pour une plage horaire déterminée, soit celle de la pointe du réseau. Cette analyse permet de tenir compte des effets croisés, des effets cumulatifs, de l’impact de la masse thermique et des conditions météorologiques<sup>9</sup>.

[20] Le tableau 2 présente l’impact en puissance du PTÉ pour les secteurs résidentiel et CI.

**Tableau 2<sup>10</sup>**  
**Impact en puissance du PTÉ des secteurs résidentiel et CI**

Marchés visés	Secteur	
	Résidentiel	CI
<b>Nouveaux marchés</b>	164 MW	374 MW
<b>Existant (remplacement en fin de vie)</b>	619 MW	772 MW
<b>Existant (remplacement en cours de vie)</b>	856 MW	1 571 MW
<b>Total</b>	<b>1 640 MW</b>	<b>2 716 MW</b>

[21] L’impact en puissance du PTÉ agricole n’a pas été analysé sur une base aussi détaillée, mais est estimé globalement à 130 MW sur une base macro-analytique<sup>11</sup>. Cet impact s’ajoute à celui des secteurs résidentiel et CI.

[22] En réponse à un engagement, le Distributeur indique qu’il n’est pas en mesure de fournir des détails relatifs aux coûts, aux ressources ou aux délais requis pour effectuer un PTÉ portant spécifiquement sur les mesures de gestion de la demande de pointe. Il doit au préalable déterminer s’il existe un potentiel technique de réduction de puissance et, pour ce faire, identifier quelles mesures présentent un intérêt en matière de gestion de la demande.

[23] Les mesures de gestion de la demande sont l’écrêtement de l’appel de puissance en pointe (interruption temporaire de charge) ou le déplacement de la charge des heures de pointe vers les heures hors pointe.

<sup>9</sup> *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole (Mise à jour 2010)*, page 87.

<sup>10</sup> Idem, pages 87 et 88, tableaux 28 et 29.

<sup>11</sup> Idem, page 88.



[24] Le Distributeur doit déterminer :

- quels équipements ou appareils peuvent être ciblés pour une interruption ou un report d'usage, afin de réduire l'appel de puissance du Distributeur au moment de la pointe, tout en satisfaisant les besoins des clients;
- de quelle façon ces charges peuvent être interrompues ou déplacées, en maintenant le confort et la rentabilité du client, tout en réduisant les besoins de puissance du Distributeur.

[25] Le Distributeur identifie actuellement les charges qui peuvent être interrompues ou déplacées, pour tous les usages. L'identification des stratégies de délestage des usages ou des appareils requiert, quant à elle, une connaissance fine des profils de charge associés aux usages et aux appareils, de même que des caractéristiques propres au réseau du Distributeur. Il s'agit, selon le Distributeur, d'un travail de longue haleine car des essais doivent être menés sur le terrain afin de tenir compte de l'impact de la diversité de la clientèle sur les appels de puissance, particulièrement en hiver. L'ensemble des travaux à réaliser requerront des ressources provenant de différentes unités du Distributeur et doivent être arrimés aux divers champs d'activités, notamment l'innovation technologique, le contrôle interactif des charges, le développement de l'infrastructure de mesurage avancé, les technologies de l'information, la prévision de la demande et les approvisionnements.

[26] Lorsque le Distributeur aura complété cet exercice d'identification, s'il s'avère que certaines mesures présentent un potentiel technique intéressant, il pourra entreprendre l'examen de leur PTÉ<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 8 (résidentiel, CI et agricole), pages 8 et 9.

## 4. PTÉ DES PMI ET GI

### 4.1 CONTEXTE, MANDAT ET RÉSULTATS SOMMAIRES DU RAPPORT

[27] Le secteur industriel québécois regroupe quelque 12 450 établissements qui exploitent 23 000 bâtiments-usines. En 2010, ces établissements consommaient annuellement 68,44 TWh fournis par le Distributeur. La seconde évaluation du PTÉ porte donc, spécifiquement, sur les secteurs suivants :

- la **grande industrie (GI)**, qui regroupe 176 abonnements au tarif L. Ce segment consommait annuellement 32,1 TWh d’électricité en 2010;
- la **petite et moyenne industrie (PMI)**, qui regroupe les abonnements aux tarifs M et G. Ce segment consommait 8,8 TWh en 2010;
- certains secteurs non industriels qui utilisent des équipements industriels, tels les **services publics** pour le traitement et l’épuration des eaux et la distribution du gaz naturel, les ports et aéroports, le transport en commun, le traitement et l’élimination des déchets et l’assainissement des eaux. Ces secteurs consommaient en 2010, 836 GWh au tarif L et 891 GWh aux tarifs M et G.

[28] Quelque 1 080 groupes de mesures, comprenant plusieurs sous-mesures ont été identifiés pour l’évaluation du PTÉ. Certains groupes se répètent dans plusieurs secteurs mais les économies et les coûts qui y sont associés sont modulés en fonction des caractéristiques des secteurs<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 1.

[29] Le tableau 3 met en relation le PTÉ-5 ans, le PTÉ-10 ans et la prévision des ventes par secteur pour 2010, 2015 et 2020.

**Tableau 3<sup>14</sup>**  
**PTÉ et prévision des ventes d'électricité par secteur**

Secteur	PTÉ-5 ans (GWh)	PTÉ-10 ans (GWh)	Prévision des ventes		
			2010	2015	2020
<b>GI</b>	7 716	7 468	60 101	64 485	66 090
<b>PMI</b>	1 710	1 841	8 797	8 232	8 033
<b>Autres secteurs (tarif L)</b>	107	119			
<b>Autres secteurs (tarifs G et M)</b>	96	100			
<b>Total</b>	<b>9 629</b>	<b>9 528</b>	<b>68 898</b>	<b>72 717</b>	<b>74 123</b>

[30] Le PTÉ mis à jour est en hausse par rapport à son évaluation de 2005. Ainsi, pour la GI, le PTÉ de 2005 correspondait à 15 % de la consommation du secteur alors que le PTÉ-10 ans correspond maintenant à 21 % de la consommation. Le PTÉ-10 ans de la PMI est également passé de 14 % de la consommation du secteur en 2005 à 23 % aujourd'hui.

[31] Le consultant explique notamment cette hausse par :

- des coûts évités significativement plus élevés à partir de 2023;
- une modification de la méthodologie d'évaluation du PTÉ entre 2010 et 2005;
- de nouvelles mesures de transformation de marché en gestion d'énergie et en reconfiguration d'usine (LEAN & ENERGY); ainsi que
- des informations plus précises quant aux usages de l'électricité et aux opportunités d'efficacité énergétique<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 1 ; Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 2 (résidentiel, CI et agricole), tableau R-2.1, page 5.

<sup>15</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 1.

[32] Selon le consultant, les résultats de l'évaluation du PTÉ pour les secteurs PMI et GI sont comparables à ceux qui ont été récemment réalisés ailleurs en Amérique du Nord. Il souligne à cet égard que les mesures touchant la gestion d'énergie et la reconfiguration d'usine (LEAN & ENERGY) représentent une part importante du PTÉ.

[33] Une bonne part des économies attribuées à ces mesures concernent directement les procédés. Les auxiliaires du procédé tels que les systèmes de compression d'air, de réfrigération et de refroidissement et les systèmes du chauffage-ventilation-climatisation (CVC), de même que l'éclairage représentent quelque 25 % des économies de la GI. Pour la moyenne industrie, ces auxiliaires du procédé et systèmes du CVC représentent quelques 52 % des économies en 2015 et cette proportion chute à 39 % en 2020, une plus grande part étant alors attribuable à la reconfiguration d'usine

[34] Pour leur part, les mesures liées aux énergies renouvelables, telles l'utilisation de capteurs solaires thermiques pour chauffer l'eau et les espaces, la géothermie, la production d'électricité à l'aide de cellules photovoltaïques et les murs solaires, contribuent de faible manière au PTÉ des secteurs industriels.

[35] Les coûts des murs solaires sont inférieurs aux coûts évités, mais leur utilisation est limitée par la grande proportion des entreprises qui utilisent les combustibles pour le chauffage. Les autres mesures présentent des coûts légèrement supérieurs aux coûts évités ou largement supérieurs dans le cas des panneaux photovoltaïques.

[36] Enfin, les économies reliées directement aux procédés représentent 25 % du PTÉ à l'horizon 2015 et 24 % du PTÉ à l'horizon 2020 pour la GI. Ces économies correspondent à 9% du PTÉ en 2015 et en 2020 pour la PMI<sup>16</sup>.

## 4.2 IMPACT EN PUISSANCE DU PTÉ

[37] L'impact en puissance des mesures qui composent le PTÉ des secteurs de la PMI et de la GI est également évalué, afin d'estimer l'impact de l'implantation **complète** du PTÉ sur la demande en pointe du réseau du Distributeur. Dans le cadre de cette analyse, la pointe survient entre 6 heures et 9 heures à la mi-janvier<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 2.

<sup>17</sup> *Idem*, page 59.

[38] En réponse à un engagement, le Distributeur explique qu'il considère que la pointe annuelle d'hiver de l'ensemble des besoins peut survenir aussi bien le matin (entre 6 heures et 9 heures) que le soir (entre 16 heures et 19 heures). Il fournit l'impact des mesures d'économie d'énergie coïncidant à l'un ou l'autre de ces moments. Il n'a pas considéré que la pointe de la clientèle des secteurs PMI et GI survient uniquement le matin. L'impact maximal de chacun des secteurs, pris individuellement, peut survenir le matin, le soir ou à tout autre moment de la journée.

[39] Pour les secteurs PMI et GI, l'impact coïncidant à la pointe du matin a été choisi car la mise en route d'équipements dans les usines qui n'ont pas de quart de travail de nuit laisse croire que l'appel de puissance de ces secteurs est plus important le matin. Dans le cas des secteurs résidentiel, CI et agricole, l'appel de puissance maximal de l'ensemble de ces trois secteurs peut survenir le matin ou le soir. La pointe du secteur résidentiel est fortement liée à la température extérieure et celle du secteur CI, aux heures d'opération des commerces et des institutions<sup>18</sup>.

[40] Le tableau 4 présente l'impact en puissance du PTÉ pour les secteurs de la grande, de la moyenne et de la petite industrie.

**Tableau 4<sup>19</sup>**  
**Impact en puissance du PTÉ des secteurs résidentiel et CI**

Secteur	Horizon du PTÉ	
	2015	2020
<b>GI (tarif L)</b>	1 046,9 MW	1 009,9 MW
<b>MI (tarif M)</b>	240,5 MW	262,9 MW
<b>PI (tarif G)</b>	70,8 MW	70,5 MW
<b>Total</b>	<b>1 358,2 MW</b>	<b>1 343,3 MW</b>

<sup>18</sup> Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 9 (résidentiel, CI et agricole), page 10.

<sup>19</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 63.

## 5. ANALYSE ET CONCLUSIONS DE LA RÉGIE

### 5.1 PTÉ DES SECTEURS RÉSIDENTIEL, CI ET AGRICOLE

[41] La Régie constate que, pour la mise à jour du PTÉ, contrairement au PTÉ évalué en 2005, le Distributeur tient compte des effets croisés des mesures sur la consommation des sources d'énergie autres que l'électricité. Ainsi, une mesure d'économie d'énergie électrique, provoquant une hausse de consommation de mazout, de gaz naturel ou de bois se voit attribuer un coût récurrent, égal au coût de la consommation supplémentaire, ce qui peut avoir pour effet d'en réduire le potentiel. Ce coût est évalué à partir des prix typiques observés pour les différentes sources d'énergie, au moment de la réalisation de l'étude du PTE, auxquels un taux d'inflation annuel de 2 % est appliqué uniformément. La Régie considère que ces hypothèses, ainsi que la prise en compte des effets croisés sont raisonnables.

[42] La Régie constate également que le PTÉ-5 ans des secteurs résidentiel, CI et agricole est de 20,4 TWh alors qu'il était de 15,2 TWh lors de l'analyse réalisée en 2005. Ce PTÉ-5 ans correspond à environ 20 % de la consommation prévue pour ces secteurs en 2015<sup>20</sup>.

[43] Plus spécifiquement, le PTÉ du secteur résidentiel augmente de 12 %, malgré une baisse significative du potentiel lié à l'éclairage, attribuable à une nouvelle réglementation fédérale sur l'éclairage de type incandescent. Cette hausse est essentiellement due à une augmentation du potentiel lié au chauffage de l'eau associée aux pompes à chaleur (PAC), pour la production d'eau chaude sanitaire.

[44] En réponse à un engagement, le Distributeur indique que le gain attribuable à cette technologie a été établi en prenant un facteur énergétique (FÉ)<sup>21</sup> de 2 et en considérant un effet croisé, avec le chauffage, de 64 %. Le Distributeur précise ne pas avoir tenu compte d'un allongement de la saison de chauffage dû au fonctionnement de l'appareil dans la résidence et souligne que le choix d'un FÉ égal à 2 est conservateur<sup>22</sup>.

---

<sup>20</sup> Consommation totale de 101,3 TWh; Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 2 (résidentiel, CI et agricole), page 5.

<sup>21</sup> Terme utilisé par le Distributeur dans sa réponse. Ce FÉ s'apparente au coefficient de performance (COP) où CPO=énergie restituée par une PAC/énergie consommée par cette PAC. Le FÉ tient cependant compte des pertes en attente de l'appareil.

<sup>22</sup> Réponse à l'engagement numéro 5 souscrit lors de la séance de travail, page 55.

[45] La Régie comprend que le Distributeur choisit un FÉ plus faible pour compenser l'allongement de la saison de chauffage. Elle considère que cette hypothèse est acceptable dans le contexte de l'étude du PTÉ mais, considérant le contexte climatique du Québec, où la consommation de chauffage prévaut largement sur celle de la climatisation, la Régie demande au Distributeur de déposer une analyse plus détaillée, le cas échéant, au moment où cette nouvelle technologie sera intégrée au PGEE.

[46] La Régie observe que le PTÉ du secteur CI augmente, quant à lui, de 59 %. Cette hausse provient d'une augmentation du potentiel lié à la géothermie et de l'introduction de nouvelles mesures dont le *recommissioning*. Dans ce dernier cas, le Distributeur explique qu'il s'agit d'une mesure qui touche plusieurs usages mais dont le gain est évalué globalement sur la base d'un pourcentage typique d'économie pour un bâtiment.

[47] Dans le cadre du PTÉ, puisqu'il est nécessaire de déterminer l'usage auquel l'économie doit être attribuée, le Distributeur choisit d'affecter les gains énergétiques associés au *recommissioning* à l'usage bénéficiant le plus de cette mesure. Ainsi pour les bâtiments entièrement chauffés à l'électricité (TAÉ), les économies ont toutes été attribuées au chauffage alors que pour les bâtiments non TAE elles ont été attribuées à la force motrice. La Régie considère que ces hypothèses sont valables.

[48] Globalement, l'augmentation du PTÉ s'explique par la hausse des coûts évités (à partir de 2023) et par l'ajout de plusieurs mesures qui ne faisaient pas partie de l'évaluation du PTÉ de 2005. En réponse à un engagement, le Distributeur présente une liste de plus de 50 nouvelles mesures introduites pour les secteurs résidentiel et CI seulement<sup>23</sup>. Il dépose également des fiches décrivant les principales hypothèses utilisées pour chacune de ces nouvelles mesures.

[49] La Régie demande au Distributeur de s'assurer, lors de la prochaine mise à jour des PTÉ, que les nouvelles mesures introduites soient suffisamment documentées et que les mesures retirées soient identifiées. Cette demande vaut pour tous les secteurs, incluant les secteurs industriels.

[50] Considérant ce qui précède, la Régie considère que l'exercice de mise à jour du PTÉ des secteurs résidentiel, CI et agricole est conforme à ses attentes.

---

<sup>23</sup> Réponse à l'engagement no 5 pris lors de la séance de travail, pages i et ii et annexe.

## 5.2 PTÉ DES PMI ET GI

[51] La Régie constate que le PTÉ-10 ans des PMI et GI (9 557 GWh) est inférieur au PTÉ-5 ans de ces mêmes secteurs (10 422 GWh).

[52] Le Distributeur justifie cette apparente incongruité par la décroissance de la consommation de certains secteurs industriels. Ainsi, les pâtes et papiers et la chimie, qui représentent plus de 50 % de la consommation au tarif L, dégagent des potentiels élevés mais leur consommation d’électricité décroît de façon importante dans le temps, dû aux fermetures d’usines. La décroissance du PTÉ dans ces sous-secteurs n’est cependant pas complètement compensée par la hausse du PTÉ dans les secteurs dont la consommation est en croissance<sup>24</sup>.

[53] La Régie observe que le PTÉ-10 ans, mis à jour, correspond à 21,4 % de la consommation des secteurs industriels, tandis qu’il correspondait à seulement 15 % de la consommation de ces secteurs lors de son évaluation de 2005. Les justifications apportées par le Distributeur pour expliquer cette hausse du PTÉ incluent, notamment, une modification de la méthodologie d’évaluation 2010 par rapport à celle de 2005 qui considère les interventions en cours de vie utile en fin de période plutôt qu’en début de période comme cela avait été fait en 2005<sup>25</sup>. Ce choix du Distributeur lui permet de profiter des coûts évités élevés (à partir de 2023) le plus longtemps possible.

[54] Bien que l’évaluateur indique que les *bonnes pratiques* en évaluation de PTÉ demandent une implantation en début de période, la Régie considère que l’hypothèse retenue par le Distributeur à cet égard est valable.

[55] Considérant ce qui précède, la Régie considère que l’exercice de mise à jour du PTÉ des secteurs PMI et GI est conforme à ses attentes.

---

<sup>24</sup> Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 1 (PMI et GI), page 11.

<sup>25</sup> *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 1.



### 5.3 IMPACT EN PUISSANCE DU PTÉ

[56] Dans la décision D-2003-110, la Régie insiste sur l'importance de promouvoir les produits les plus performants et toutes les mesures rentables afin de s'assurer de profiter de toutes les opportunités d'économie d'énergie. Elle demande donc au Distributeur, dans cette optique, d'inclure à l'avenir des mesures de gestion de la charge à son portefeuille d'interventions<sup>26</sup>.

[57] Or, le Distributeur se limite, dans le présent exercice de mise à jour des PTÉ, pour tous les secteurs, à évaluer l'impact en puissance aux heures de pointe des mesures d'économies d'énergie incluses au PTÉ.

[58] À cet égard, le Distributeur présente sa méthodologie pour établir l'impact en puissance des mesures d'économie d'énergie et explique comment l'équation combinant les facteurs  $PE_{usage\ janvier}$ ,  $Fu_{usage}$  et  $Fo$  permet d'évaluer la contribution de réduction de puissance coïncidant avec la pointe du réseau<sup>27</sup>. Dans le contexte du présent exercice, la Régie considère que ces hypothèses sont raisonnables.

[59] Cependant, la Régie relève la définition du  $Fu$  :

« [Le] rapport entre l'énergie réelle consommée (en kWh) et l'énergie maximale qu'il est possible d'utiliser durant une période précise, en fonction de la **puissance maximale appelée**. Il permet d'évaluer l'utilisation de la **puissance maximale appelée pour une période de facturation donnée** »<sup>28</sup>.

[60] Selon cette définition, il est impossible pour une entreprise ou une industrie d'obtenir un  $Fu$  de plus de 100 %, puisqu'elle devrait alors appeler, à un moment donné durant la période étudiée, une puissance supérieure à la puissance maximale appelée durant cette même période, ce qui est impossible. C'est pourtant le cas de l'industrie du *Ciment* qui présente un  $Fu$  annuel de 110 %<sup>29</sup>.

<sup>26</sup> Décision D-2003-110, dossier R-3473-2001, page 37.

<sup>27</sup>  $PE_{usage\ janvier}$  = part de la consommation annuelle pour janvier pour l'usage visée par la mesure,  $Fu_{usage}$  = facteur d'utilisation en janvier des équipements visés par la mesure,  $Fo$  = facteur d'occurrence à la pointe. *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, pages 60 et 61; Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 5 (PMI et GI), pages 13 à 16.

<sup>28</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 59.

<sup>29</sup> *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27)*, page 60, table 34.

[61] En réponse à un engagement, le Distributeur indique que ce Fu a été calculé avec la puissance appelée en période de pointe, et non avec la puissance maximale appelée durant l’année, tel que spécifié dans la définition d’un Fu<sup>30</sup>. La Régie demande donc au Distributeur de corriger, dans son rapport<sup>31</sup>, le terme Fu annuel utilisé et de le remplacer par un terme qui indique clairement qu’il s’agit d’un Fu calculé à partir de la pointe hivernale et non de l’appel maximal de puissance de l’industrie en cours d’année. La Régie demande également au Distributeur de modifier la définition du Fu présentée à la section 7.1 du document, afin qu’elle tienne compte de cette particularité.

[62] Enfin, la Régie constate que le Distributeur ne peut fournir des détails relatifs aux coûts, aux ressources ou aux délais requis pour effectuer un PTÉ portant spécifiquement sur les mesures de gestion de la demande de pointe. Cette information est toutefois requise, compte tenu que la gestion de la demande est un intrant majeur pour de nombreux projets lancés ou prévus par le Distributeur. En effet, la décision de poursuivre ou non le projet de tarification *Heure Juste*, le choix de retenir ou non certaines mesures dans le PGEÉ (production d’eau chaude sanitaire ou accumulateurs thermiques, notamment) ou encore le déploiement de la technologie LAD où la possibilité d’intégrer des fonctionnalités de type *smart grid* a été évoquée, sont tous des projets qui tablent sur une bonne connaissance des mesures de gestion de la demande, sur leurs coûts et bénéfices pour le Distributeur et de l’impact résultant de leur implantation.

[63] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur de prévoir dès maintenant pour la prochaine mise à jour du PTÉ en réseau intégré, un volet gestion de la demande plus détaillé, allant au-delà d’un calcul de l’impact sur la pointe de l’implantation des mesures d’économies d’énergie retenues pour l’analyse du PTÉ.

---

<sup>30</sup> Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail, engagement 4, pages 5 et 6.

<sup>31</sup> *Potentiel technico-économique d’économie d’énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec (2011-06-27).*