

# Mémoire

HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2017-2018

**R-3980-2016**



Préparé par

Viviane de Tilly

Analyste d'UC

3 novembre 2016



## Table des matières

<b>TABLE DES MATIERES .....</b>	<b>3</b>
<b>UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU.....</b>	<b>5</b>
<b>1 CONTEXTE.....</b>	<b>7</b>
<b>2 DIMINUTION DE 3 % DE LA DEMANDE PREVUE AU RESIDENTIEL.....</b>	<b>7</b>
2.1 COMMENTAIRES SUR LES EXPLICATIONS DU DISTRIBUTEUR .....	10
2.1.1 <i>Déploiement accéléré des ampoules DEL</i> .....	10
2.1.2 <i>Baisse de la température de consigne</i> .....	11
2.1.3 <i>Consommation unitaire des nouveaux abonnements</i> .....	11
2.1.3.1 Nouvelle construction : diminution de la part relative des unifamiliales .....	11
2.1.3.2 Code de la construction du Québec .....	12
2.2 PISTES DE RÉFLEXION.....	13
2.2.1 <i>Prise en compte des changements de comportements et choix énergétiques</i> .....	14
2.2.2 <i>Concurrence</i> .....	15
2.2.3 <i>Élasticité prix de la demande</i> .....	18
<b>3 COMPTE D'ECARTS SUR LES REVENUS NETS DES ACHATS D'ELECTRICITE .....</b>	<b>20</b>
<b>4 IMPACTS DE LA STRATEGIE TARIFAIRE AU TARIF D.....</b>	<b>21</b>
<b>5 PROPOSITION POUR LE TARIF DT.....</b>	<b>23</b>
5.1 STRATEGIE COMMERCIALE INTUITIVE .....	23
5.2 COUT DEMESURE DE LA PROPOSITION TARIFAIRE .....	24
5.3 BESOIN EN PUISSANCE.....	25
5.4 RISQUE D'ENTRAVER DES ABANDONS JUSTIFIES .....	26
5.5 TAUX ELEVE D'OPPORTUNISME .....	28
5.6 CONCLUSION.....	29
<b>6 BALISAGE SUR LES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>30</b>
<b>ANNEXE 1 : EXTRAIT DES INSTRUCTIONS DE L'EIA.....</b>	<b>32</b>

**Liste des tableaux**

TABLEAU 1 CONSOMMATION MOYENNE DE CERTAINS CLIENTS (KWH) .....	7
TABLEAU 2 IMPACT EN GWH DES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE CHANGEMENT .....	9
TABLEAU 3 ÉLASTICITE ET SENSIBILITE PAR SECTEUR DE CONSOMMATION .....	18
TABLEAU 4 EFFACEMENT DE LA BIENERGIE RESIDENTIELLE PRIS EN COMPTE DANS LA PREVISION DE LA PUISSANCE A LA POINTE D'HIVER (MW) .....	24
TABLEAU 5 REVENUS PAR COMPOSANTES DU TARIF DT (PRIX EN VIGUEUR AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2016) .....	25
TABLEAU 6 ÉCONOMIE AVANT ET APRES EFFACEMENT POUR LE CAS TYPE AJUSTE A LA NORMALE 2017 (AVEC ET SANS USAGES ESTIVAUX) .....	29
TABLEAU 7 DONNEES STATISTIQUES SUR LES PROGRAMMES DE GESTION DE LA DEMANDE (2015) .....	31

**Liste des figures**

FIGURE 1	PERFORMANCE PREVISIONNELLE DU SECTEUR RESIDENTIEL ET AGRICOLE .....	9
FIGURE 2	ÉCLAIRAGE RESIDENTIEL - PLAN D'ACTION DU DISTRIBUTEUR .....	10
FIGURE 3	MISES EN CHANTIER SELON LE TYPE DE LOGEMENT, 1956 - 2013 (MILLIERS) .....	12
FIGURE 4	POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITE PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL (ÉLECTRICITE = 100) SEPTEMBRE A AVRIL 2016 .....	16
FIGURE 5	EXTRAITS DU SITE WEB DE GAZ METRO .....	17
FIGURE 6	DISTRIBUTION DE L'ECONOMIE SUR LA FACTURE D'ELECTRICITE DES CLIENTS AU TARIF DT (CONDITIONS CLIMATIQUES REELLES - SEPTEMBRE 2015 A AOUT 2016) .....	27
FIGURE 7	DISTRIBUTION DE L'ECONOMIE SUR LA FACTURE D'ELECTRICITE DES CLIENTS CHEZ QUI UNE INSPECTION A ETE EFFECTUEE EN 2015 ET QUI AVAIENT TOUJOURS UN ABONNEMENT AU TARIF DT EN 2016. ....	28

---

## **Union des consommateurs, la force d'un réseau**

---

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (OI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.



## 1 Contexte

Le 29 juillet 2016, le Distributeur dépose à la Régie une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018.

Comme indiqué dans sa demande d'intervention<sup>1</sup>, le mémoire d'UC traite de la diminution de la demande aux tarifs D et DM, de la demande de création d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats d'électricité et de l'impact des stratégies proposées pour les tarifs D et DT. Le mémoire aborde succinctement le balisage sur les moyens de gestion de la demande présenté par le Distributeur.

## 2 Diminution de 3 % de la demande prévue au résidentiel

À la pièce HQD-4, document 2, le Distributeur compare la prévision des ventes et des revenus de 2016, acceptée dans la décision D-2016-0335, à celle de l'année de base du présent dossier et constate un écart de -2 179 GWh aux tarifs D et DM<sup>2</sup>. Le Distributeur explique essentiellement cet écart par la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Compte tenu d'une demande annuelle au domestique de l'ordre de 64 TWh<sup>3</sup>, il s'agirait ici d'une diminution importante, soudaine et structurelle de la demande de près de 3 %.

En effet, la diminution de la demande aux tarifs D et DM n'a pas été lente ou progressive sur quelques années; il ne s'agit pas d'une tendance. Au contraire, alors que de 2012 à 2014, la consommation moyenne observée des clients n'a cessé de croître comme le Tableau 1 le démontre pour certains clients, c'est en 2015 que tout s'effondre.

**Tableau 1**  
**Consommation moyenne de certains clients (kWh)**

	2012	2013	2014	2015	Croissance 2014-2015
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité	13 345	13 703	13 918	13 416	-3,6%
Moyenne des clients au tarif DT	23 782	24 164	24 410	23 375	-4,2%
Sources :					
HQD-14, document 2, page 12					
R-3933-2015, HQD-14, document 2, page 10 Tableau 4,					
R-3905-2014, Phase 1, HQD-14, document 2, page 10, Tableau 4,					
R-3854-2013, HQD-13, document 2, page 16, Tableau 4.					

<sup>1</sup> C-UC-0002.

<sup>2</sup> HQD-4, document 2, page 11.

<sup>3</sup> Ibid., page 12.

Le Distributeur documente ainsi la chute de la demande d'électricité aux tarifs D et DM.

*En lien avec l'écart de prévision constaté en 2015, le Distributeur a réalisé en 2016 un sondage au sujet de l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015. Ce dernier a permis de valider la nature des changements de comportement de la clientèle résidentielle au cours de cette période.*

*À la question « Depuis l'automne 2013, de façon générale, avez-vous modifié la température moyenne à laquelle vous maintenez le chauffage de votre résidence? », 19 % des clients sondés ont répondu par l'affirmative et pour un changement à la baisse. Ces clients ont modifié en moyenne leur température de consigne de -2,6 °C, et ce, majoritairement afin de contrôler les coûts par une réduction de leur consommation d'énergie. De plus, 96 % de ces clients prévoient conserver ces températures de consigne réduites au cours des prochaines années.*

*Les résultats du sondage démontrent également que 50 % des répondants ont installé des ampoules DEL dans leur résidence entre 2013 et 2015, et ce, principalement en remplacement d'ampoules qui n'étaient pas des DEL. De plus, une évaluation du marché de l'éclairage efficace confirme que depuis 2014, les ventes d'ampoules DEL ont progressé de façon significative dans le marché, dépassant les anticipations du Distributeur à ce sujet.*

*Pour ce qui est de la consommation unitaire des nouveaux abonnements, le Distributeur a analysé les données de consommation des nouveaux clients résidentiels depuis 2008 afin de les comparer à celles du parc moyen actuel. L'analyse démontre que depuis 2013, la consommation unitaire d'un nouvel abonnement (environ 14 000 kWh, à conditions climatiques normales) est nettement inférieure à celle d'un abonnement existant moyen (environ 18 000 kWh) ou même à celle d'un nouvel abonnement sur la période 2008 à 2012 (environ 17 000 kWh). Deux éléments importants contribuent à ce phénomène. D'une part, la répartition des mises en chantiers entre les maisons et les appartements a basculé au courant des dernières années. En 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015. Cet inversement de tendance a un effet direct sur la consommation unitaire des nouveaux abonnements. D'autre part, depuis 2012, le code de construction du Québec contient de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique des constructions résidentielles. En encourageant la réalisation d'économies d'énergies importantes, ces nouvelles normes amènent une diminution de la consommation unitaire dans la nouvelle construction.<sup>4</sup> (nos soulignés)*

Le Tableau 2 présente les impacts énergétiques des principaux éléments qui justifient, selon le Distributeur, l'effondrement de la demande aux tarifs D et DM.

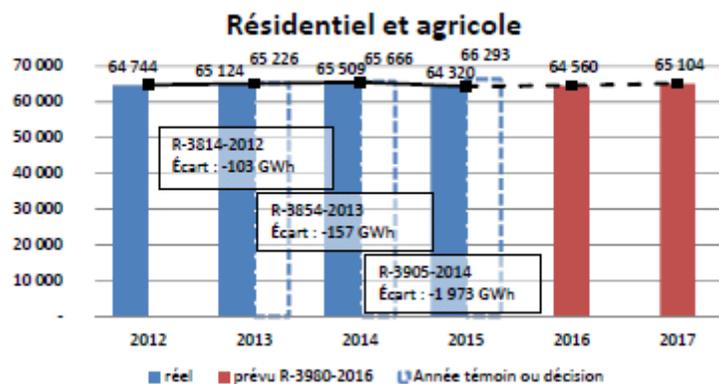
<sup>4</sup> HQD-16, document 1.2, pages 32 et 33.

**Tableau 2**  
**Impact en GWh des principaux éléments de changement**

	Écarts de prévision 2015 par rapport à la référence (i)	Écarts de prévision 2016 par rapport à la référence (ii)
Déploiement accéléré des ampoules DEL	-440	-560
Baisse de la T° de consigne	-840	-1030
Consommation unitaire des nouveaux abonnements	-490	-630

UC note a priori qu'aucun des éléments justificatifs du Distributeur ne s'est produit subitement en 2015, ni en 2014, mais plutôt de façon progressive dans les quelques années précédentes. Pourtant, comme le démontre la Figure 1, l'écart entre les ventes réelles et prévues est relativement faible pour les années 2013 et 2014.<sup>5</sup> C'est uniquement en 2015 que l'écart se creuse de façon importante.

**Figure 1**  
**Performance prévisionnelle du secteur résidentiel et agricole<sup>6</sup>**



UC souhaite commenter les éléments justificatifs apportés par le Distributeur.

<sup>5</sup> HQD-4, document 2, page 16.

<sup>6</sup> Loc. cit.

## 2.1 Commentaires sur les explications du Distributeur

### 2.1.1 DÉPLOIEMENT ACCÉLÉRÉ DES AMPOULES DEL

En février et mars 2015, le Distributeur déposait à la Régie de l'énergie son rapport d'évaluation<sup>7</sup> et son plan d'action<sup>8</sup> relatifs au programme Produits Mieux Consommer - Éclairage résidentiel. En octobre de la même année, donc il y a un an, la Régie publiait son rapport de suivi des évaluations des programmes du PGEÉ du Distributeur<sup>9</sup>.

Le plan d'action du Distributeur concernant le programme Produits Mieux Consommer - Éclairage résidentiel apparaît à la Figure 2. Ce qu'UC comprend de ce plan d'action c'est qu'en mars 2015, toutes les activités présentées étaient en cours, ce qui incluait un suivi de la transformation du marché de l'éclairage résidentiel. UC se demande comment une transformation majeure impliquant une diminution imprévue de la demande de 1 TWh sur deux années<sup>10</sup> a pu passer sous le radar du Distributeur.

**Figure 2**  
**Éclairage résidentiel - Plan d'action du Distributeur<sup>11</sup>**

*Plan d'action faisant suite à un rapport d'évaluation*

*Produits Mieux Consommer Éclairage résidentiel (PPMC Éclairage)*

*Évaluation Année 2012*

Mars 2015				
#	RECOMMANDATIONS	PLAN D'ACTION	Échéancier	Statut au 03/2015
1	Utiliser les paramètres de la présente évaluation pour le suivi interne	Le Distributeur ajustera ses paramètres de suivi du programme dès l'approbation du rapport d'évaluation par la Régie de l'Énergie.	Déc. 2015	En continu
2	Maintenir le programme d'éclairage résidentiel à l'horizon 2015, mais en ajustant selon les changements et l'évolution du marché	Le Distributeur maintient son programme d'éclairage efficace en 2015.	Déc. 2015	En cours
3	Maintenir le travail sur l'offre, visant à accroître l'utilisation des produits d'éclairage efficace dans le marché résidentiel	Le Distributeur développe des stratégies pour renforcer la relation gagnant-gagnant avec ses partenaires, en vue d'accroître l'utilisation des produits d'éclairage efficace dans le marché résidentiel.	Déc. 2015	En cours
4	Effectuer une nouvelle évaluation du programme en 2015, incluant la transformation du marché de l'éclairage résidentiel	Le Distributeur effectuera un suivi du marché de l'éclairage en 2015.	Mars 2016	En cours

Légende - Etat des recommandations	
<span style="color: green;">■</span>	Action intégrée en continu, en cours ou complétée
<span style="color: orange;">■</span>	Évaluation de la faisabilité
<span style="color: red;">■</span>	Recommandation non retenue

<sup>7</sup> [EN LIGNE] [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_HQD/HQD\\_SuiviPGEE2015\\_RappEval\\_Eclairage\\_25fev2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_HQD/HQD_SuiviPGEE2015_RappEval_Eclairage_25fev2015.pdf) (consulté le 27 octobre 2016)

<sup>8</sup> [EN LIGNE] [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_HQD/HQD\\_SuiviPGEE2015\\_PlanAction\\_Eclairage\\_18mars2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_HQD/HQD_SuiviPGEE2015_PlanAction_Eclairage_18mars2015.pdf) (consulté le 27 octobre 2016)

<sup>9</sup> [EN LIGNE] [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_HQD/Regie\\_Rapport\\_8oct2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_HQD/Regie_Rapport_8oct2015.pdf) (consulté le 27 octobre 2016)

<sup>10</sup> Voir le Tableau 2.

<sup>11</sup> [EN LIGNE] [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_HQD/HQD\\_SuiviPGEE2015\\_PlanAction\\_Eclairage\\_18mars2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_HQD/HQD_SuiviPGEE2015_PlanAction_Eclairage_18mars2015.pdf) (consulté le 27 octobre 2016)

Le Distributeur se limite à affirmer que les ventes d'ampoules DEL ont progressé de façon significative depuis 2014. **UC suggère que le Distributeur a peut-être négligé de faire un suivi sérieux des transformations du marché de l'éclairage au résidentiel ou tarder à intégrer aux intrants de sa prévision de la demande les résultats de ce suivi.**

Si tel est le cas, le Distributeur ne peut pas dire qu'il s'agissait d'un élément imprévisible qui ne pouvait être pris en compte dans la prévision.

### 2.1.2 BAISSÉ DE LA TEMPÉRATURE DE CONSIGNE

Le Distributeur indique qu'à la question « Depuis l'automne 2013, de façon générale, avez-vous modifié la température moyenne à laquelle vous maintenez le chauffage de votre résidence? », 19 % des clients sondés ont répondu par l'affirmative et pour un changement à la baisse. Ces clients ont modifié en moyenne leur température de consigne de -2,6 °C, et ce, majoritairement afin de contrôler les coûts par une réduction de leur consommation d'énergie.

UC est d'abord surprise par la question. Demander à un répondant, en 2016, s'il a changé la température moyenne de chauffage de sa résidence depuis 2013 est une chose. Considérer la réponse comme valide en est une autre. Les résultats d'une analyse longitudinale des réponses à une question portant sur le point de consigne seraient probants, les résultats d'une analyse des réponses à un sondage qui fait grandement appel à la mémoire des répondants pour documenter un changement de comportement le sont beaucoup moins sinon pas du tout.<sup>12</sup>

UC demandera en audience au Distributeur de déposer le sondage au sujet de l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015 qu'il a réalisé en 2016. UC souhaite savoir si le questionnaire n'a tout simplement pas aiguillé les répondants vers une réponse souhaitée ou si nous ne sommes pas en présence, par exemple, d'un biais non contrôlé de désirabilité sociale voire d'acquiescement<sup>13</sup>.

### 2.1.3 CONSOMMATION UNITAIRE DES NOUVEAUX ABONNEMENTS

#### 2.1.3.1 NOUVELLE CONSTRUCTION : DIMINUTION DE LA PART RELATIVE DES UNIFAMILIALES

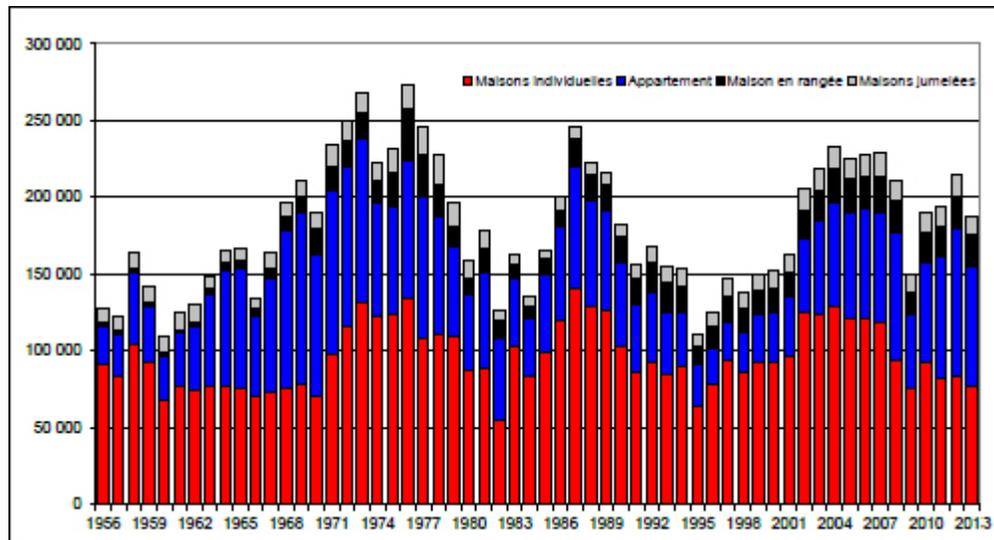
Le Distributeur indique qu'en 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015, cela contribuant à expliquer la diminution de la consommation des nouveaux abonnements. UC se demande quels ajustements, s'il en est, ont été cependant faits sur cette période pour refléter la composition des nouvelles habitations. En effet, puisqu'il s'agit d'expliquer un écart par rapport à la prévision de la demande, la question est de savoir quelle est la réalité du marché de la construction qui n'a pas été prise en compte dans le calcul des consommations unitaires (référence).

<sup>12</sup> Voir à ce sujet le site [EN LIGNE] <https://sociologie.revues.org/2577> (consulté le 1<sup>er</sup> novembre 2016).

<sup>13</sup> Voir les définitions de ces biais par exemple à [EN LIGNE] <http://icp.ge.ch/sem/cms-spip/spip.php?article1765> (consulté le 26 octobre 2016).

En effet, et comme la Figure 3 l'exprime pour l'ensemble du Canada sur la période 1956-2013, la ventilation des mises en chantier selon le type de construction, quoique pouvant être stable pendant certaines périodes (par exemple, les années 2001-2007) peut afficher une variation tendancielle. Par exemple, sur la période 2008-2013, la proportion d'unifamiliales mises en chantier passe grosso modo de 55 % à 40 %.

**Figure 3**  
Mises en chantier selon le type de logement, 1956 - 2013 (milliers)<sup>14</sup>



UC admet que les données sur la construction résidentielle du Canada ne reflètent pas nécessairement ce qui se passe au Québec. **Il serait intéressant toutefois de disposer des mêmes données afin de constater si le Distributeur a tardé à ajuster les consommations unitaires des nouvelles habitations résidentielles. Si tel est le cas, il doit porter une grande part de la responsabilité des écarts de prévisions de la demande d'électricité des clients résidentiels.**

### 2.1.3.2 CODE DE LA CONSTRUCTION DU QUÉBEC

Le Distributeur indique finalement que, depuis 2012, le code de construction du Québec contient de nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique des constructions résidentielles. En encourageant la réalisation d'économies d'énergies importantes, ces nouvelles normes amènent une diminution de la consommation unitaire dans la nouvelle construction.<sup>15</sup>

D'une part, le volet efficacité énergétique du nouveau code de la construction ne concerne pas toutes les mises en chantier résidentielles.

<sup>14</sup> [https://www.cmhc-schl.gc.ca/fr/inso/sapr/famy/famy\\_031.cfm](https://www.cmhc-schl.gc.ca/fr/inso/sapr/famy/famy_031.cfm)

<sup>15</sup> HQD-16, document 1.2, pages 32 et 33.

*La nouvelle réglementation s'applique aux travaux de construction et d'agrandissement de tous les bâtiments :*

- *d'au plus 3 étages de hauteur; et*
- *d'au plus 600 m<sup>2</sup> d'aire de bâtiment.*
- *L'usage principal des bâtiments ciblés est du groupe C et ils n'abritent que des logements.<sup>16</sup>*

En outre, les impacts énergétiques des nouvelles exigences en efficacité énergétique du code de la construction ont été quantifiés par la Régie du bâtiment.

*Ces nouvelles mesures permettront d'améliorer de 20 à 25 % la performance énergétique des constructions neuves par rapport à la réglementation précédente, tout en assurant, et même en améliorant le confort des personnes qui y résident. Comme on doit s'y attendre, ces nouvelles exigences engendreront un coût supplémentaire pour les nouveaux propriétaires, mais cette augmentation sera facilement récupérée sur une période d'à peine trois ou quatre ans, et cela, sans compter les économies qui seront réalisées à long terme.*<sup>17</sup>

Finally, les impacts des nouvelles exigences en efficacité énergétique du code de la construction ont dû se matérialiser dès 2013 compte tenu de l'obligation de conformité à partir du 28 novembre 2012.

*La date d'entrée en vigueur de la réglementation est le 30 août 2012. Ainsi, toutes les nouvelles constructions et les projets d'agrandissement ayant fait l'objet d'une demande de permis après le 30 août 2012 ou dont les travaux de construction ont débuté après le 28 novembre 2012 doivent s'y conformer, que les travaux soient effectués par un entrepreneur ou un constructeur-propriétaire.*<sup>18</sup>

**Encore une fois, UC est surprise de constater que le Distributeur n'a pas ajusté les consommations unitaires des nouvelles habitations pour tenir compte du « nouveau code » de la construction qui date de 4 ans.**

## 2.2 Pistes de réflexion

Les commentaires d'UC quant aux justifications du Distributeur de l'écart de quelque 2 TWh entre la demande réelle et la demande prévue aux tarifs D et DM remettent essentiellement en cause le fait que le Distributeur s'appuie sur des informations désuètes pour alimenter sa prévision de la demande ou encore néglige de générer lui-même des informations stratégiques cruciales par des suivis ou vigies de marché. Le meilleur des modèles de prévision ne permettra pas une prévision robuste s'il est alimenté d'intrants qui ne reflètent plus la réalité.

La prévision de la demande est une discipline complexe qui comporte ses limites. Nul n'est devin. Cela ne signifie pas de ne jamais remettre en cause ses façons de faire.

<sup>16</sup> [EN LIGNE] "<https://www.rbq.gouv.qc.ca/salle-de-presse/les-grands-dossiers/efficacite-energetique/survol-du-reglement-sur-lefficacite-energetique.html> (consulté le 25 octobre 2016)

<sup>17</sup> Loc. cit.

<sup>18</sup> Loc. cit.

UC rappelle que fin 2014, le Distributeur demandait l'autorisation de procéder à un appel de propositions pour 1 000 MW pour combler ses besoins en puissance. Elle indiquait dans son mémoire soumis dans la cadre de ce dossier.

*Les clients du Distributeur ne doivent pas revivre le scénario de la centrale TCE. Une prévision des besoins, sur la base de modèles statistiques dont les intrants tardent à internaliser les ruptures dans la tendance mondiale de l'économie, perd de son acuité lorsque le présent est déjà si inquiétant.<sup>19</sup>*

Ce qu'UC écrivait en 2014 est d'autant plus vrai aujourd'hui.

Au-delà des éléments identifiés par le Distributeur pour justifier la chute brutale des ventes aux tarifs D et DM, suggérant que le passé ne peut plus être garant de l'avenir, UC apporte à la Régie quelques suggestions pour favoriser une prise en compte plus rapide, voire une anticipation, des modifications de marchés pouvant influencer sur la demande d'électricité des ménages.

### 2.2.1 PRISE EN COMPTE DES CHANGEMENTS DE COMPORTEMENTS ET CHOIX ÉNERGÉTIQUES

Le Distributeur présentait en 2007 sa méthode de prévision de la demande par secteur de consommation. À la connaissance d'UC, cette méthode n'a pas subi depuis de modification profonde.

*Les équipements électriques ou usages dont la consommation énergétique est modélisée sont les suivants : chauffage central à air chaud, chauffage central à eau chaude, plinthes, thermopompes, chauffage d'appoint (radiateurs), chauffe-eau, réfrigérateur, congélateur, cuisinière, four à micro-ondes, lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, climatiseur, éclairage intérieur et extérieur, ordinateur et piscine.*

*Les hypothèses techniques requises pour le modèle REEPS sont mises à jour tous les quatre ans de concert avec le Groupe d'analyse et de modélisation énergétique (GAME) de l'INRS énergie et matériaux. La principale source d'information utilisée est les sondages « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel » et « Nouvelle construction résidentielle » réalisés tous les quatre ans par l'équipe Recherche commerciale de l'unité Orientations et stratégie, Direction Planification et efficacité du Distributeur.<sup>20</sup>*

UC comprend que les intrants principaux du modèle de prévision du secteur domestique et agricole sont révisés tous les quatre ans. Ce n'est que pour comprendre a posteriori la chute brutale des ventes que le Distributeur a procédé à une enquête ad hoc au printemps 2016<sup>21</sup>.

**Compte tenu de la rupture importante et sans précédent entre la prévision et les ventes réelles d'électricité dans le secteur domestique, UC suggère d'envisager de raccourcir les délais entre les mises à jour des intrants au modèle de prévision de la demande. UC**

<sup>19</sup> R-3864-2013, C-UC-0025, page 5.

<sup>20</sup> R-3648-2007, HQD-1, Document 2, Annexe 2E, page 123.

<sup>21</sup> HQD-16, document 1.2, pages 32 et 33.

**constate d'ailleurs que le Distributeur entend procéder ainsi dès cet automne pour certains éléments nouveaux de la prévision.**

*En continuité avec ces mises à jour, et pour refléter principalement des changements de comportements de la clientèle résidentielle exerçant des impacts sur la prévision de la demande et des revenus, le Distributeur propose, sur une base d'exception, de mettre à jour les revenus nets des achats de l'année 2017 en s'appuyant sur des données plus récentes et des éléments nouveaux connus après le dépôt du dossier tarifaire et de décaler les impacts à la hausse comme à la baisse sur les revenus additionnels requis.<sup>22</sup>*

## 2.2.2 CONCURRENCE

Le Distributeur s'est inquiété récemment de la position concurrentielle de l'électricité dans le marché résidentiel.

*[840] En audience, le Distributeur affirme que pendant des années, le prix du gaz naturel était plus cher que l'électricité pour le chauffage :*

*« Cette année, on vient d'atteindre le point d'équilibre. Si on continue à augmenter le prix de la deuxième tranche, on vient dire à Gaz Métro, venez chercher le chauffage »<sup>23</sup> (note de bas de page omise)*

La Régie n'abonde toutefois pas dans le même sens que le Distributeur.

*[849] La Régie ne considère pas comme une menace immédiate le risque évoqué par le Distributeur de perdre une partie du marché de la chauffe résidentielle au profit du gaz naturel. Tel qu'indiqué au dossier, le coût du chauffage au gaz naturel au cours de l'hiver 2014-2015 était de 10,53 ¢/kWh-équivalent lorsque l'on inclut les coûts d'acquisition et d'entretien des équipements, c'est-à-dire bien au-dessus du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie à 8,60 ¢/kWh en 2015.<sup>24</sup>*

UC soumet avec respect que la Régie accorde aux clients résidentiels une capacité d'analyse sans doute hors du commun. UC rappelle par exemple que de nombreux clients au tarif DT auraient tout intérêt à quitter ce tarif pour le tarif D<sup>25</sup>. Pourquoi y restent-ils sinon parce que les choix énergétiques sont vraisemblablement faits avec une rationalité limitée?

En ce qui concerne le recours à une source ou une autre d'énergie pour le chauffage des locaux le Distributeur constate que le chauffage électrique avec plinthes demeure le choix le plus économique pour l'instant, mais que le choix de l'électricité n'est pas toujours avantageux lorsque le consommateur opte pour un système de chauffage central (voir la Figure 4) et il ajoute :

<sup>22</sup> HQD-3, document 3, page 7.

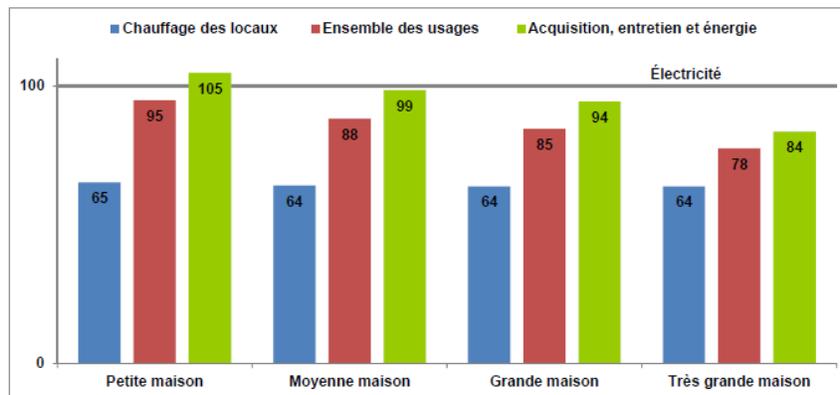
<sup>23</sup> D-2016-033, page 220.

<sup>24</sup> Loc. cit..

<sup>25</sup> Voir la section 5.4.

*Le Distributeur est préoccupé par la perception négative de la clientèle domestique relativement à une position concurrentielle défavorable de l'électricité par rapport au gaz naturel ainsi que par son effet à long terme sur les décisions des consommateurs. Le fait d'augmenter de façon plus importante le prix de la 2<sup>e</sup> tranche amplifierait cette perception négative. Malgré que des facteurs comme la perception du produit, la disponibilité du réseau gazier et la volatilité des prix des combustibles militent en faveur du chauffage électrique, des hausses plus importantes et répétées du prix de la 2<sup>e</sup> tranche au tarif D pourraient à terme avoir raison de ces facteurs.<sup>26</sup>*

**Figure 4**  
**Position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel**  
**(Électricité = 100)**  
**Septembre à avril 2016<sup>27</sup>**

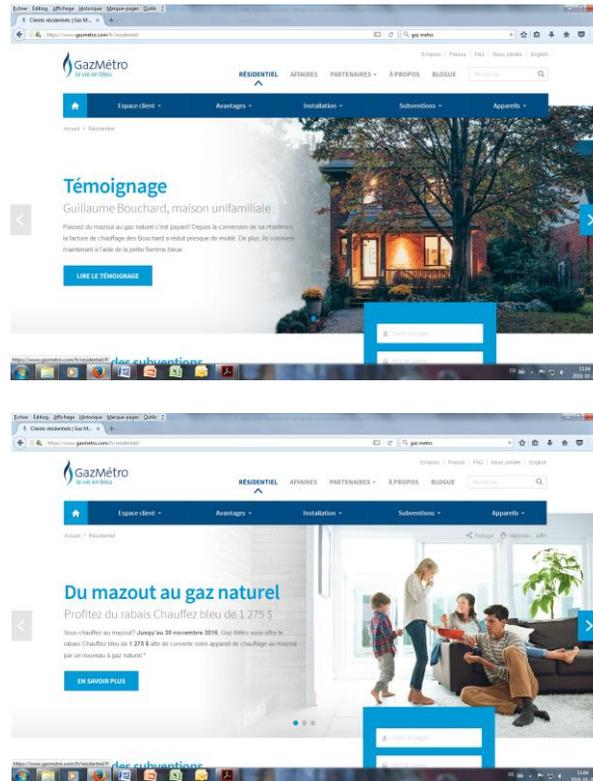


UC ajoute que Gaz Métro s'active commercialement pour combattre les facteurs comme la perception du produit, la disponibilité du réseau gazier et la volatilité des prix des combustibles qui militent en défaveur du gaz naturel. La Figure 5 présente à ce sujet quelques onglets du site Web Gaz Métro destiné aux clients résidentiels.

<sup>26</sup> HQD-14, document 2, page 21.

<sup>27</sup> Loc. cit. UC présume que la période couverte est de septembre 2015 à avril 2016

Figure 5  
Extraits du site Web de Gaz Métro<sup>28</sup>



En outre, Gaz Métro profite des tribunes mises à sa disposition pour favoriser son produit comme le montre l'extrait suivant.

*Or, le Québec, comme le reste du monde, est entré dans une période de grands bouleversements en matière d'énergie : dans les prochaines années, les changements climatiques, la géopolitique et le développement technologique accéléré risquent de faire passer nos factures d'énergie par toutes les couleurs de l'arc-en-ciel.*

*Par exemple, depuis le boum du gaz de schiste aux États-Unis, rendu possible il y a 10 ans par la technique de fracturation hydraulique, le prix du gaz naturel a été divisé par cinq. « Pour chauffer une maison individuelle de 160 m<sup>2</sup>, le gaz est aujourd'hui l'option la plus économique : la facture moyenne a atteint 932 dollars l'an dernier, contre 1 066 dollars pour le mazout et 1 210 dollars pour l'électricité », indique Catherine Houde, porte-parole de Gaz Métro.*

*Les 143 000 clients résidentiels de la compagnie peuvent se frotter les mains, car une hausse majeure des prix semble peu probable à moyen terme, selon Jean-Thomas Bernard, professeur à l'Université d'Ottawa. « Le marché du gaz naturel est continental. Or, les États-Unis, premier producteur mondial, n'en ont pas fini avec cette énergie qui a*

<sup>28</sup> [EN LIGNE] <https://www.gazmetro.com/fr/residentiel/> et <https://www.gazmetro.com/fr/residentiel/subventions/nouveaux-clients/> (consultés le 26 octobre 2016)

*permis la réindustrialisation du pays tout en diminuant les émissions de gaz à effet de serre liées au charbon », explique-t-il.<sup>29</sup> (notre souligné)*

Dans sa décision D-2016-33, la Régie demandait au Distributeur une analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel comme source de chauffage, incluant une analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle ainsi qu'une analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle.<sup>30</sup>

Le Distributeur a soumis sommairement l'analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel. UC anticipe que le Distributeur déposera les autres analyses demandées dans le cadre de l'étude de son prochain plan d'approvisionnement ou même dans le cadre du dossier R-3972-2016 (*Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*). **Si tel n'est pas le cas, UC invite la Régie à exiger du Distributeur qu'il dépose cette analyse au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019. UC invite également la Régie à demander au Distributeur d'inclure dans son analyse de la position concurrentielle de l'électricité le chauffage au bois.**

### 2.2.3 ÉLASTICITÉ PRIX DE LA DEMANDE

Comme le Tableau 3 le précise, le modèle de prévision de la demande d'électricité des clients domestiques du Distributeur suppose une élasticité prix nulle. La demande d'électricité des clients ne réagirait donc pas à une variation du prix de l'électricité.

**Tableau 3**  
**Élasticité et sensibilité par secteur de consommation<sup>31</sup>**

	Court terme	Long terme
<b>Élasticité prix de la demande</b>		
Résidentiel et agricole	-0,05	sans objet
Commercial et institutionnel	-0,14	-0,29
Industriel PME	-0,02	-0,05
Industriel grandes entreprises	sans objet	sans objet
<b>Élasticité revenu de la demande</b>		
Résidentiel et agricole	0,20	sans objet
Commercial et institutionnel	0,25	0,52
Industriel PME	0,54	1,56
Industriel grandes entreprises	0,42	0,77
<b>Sensibilité aux variables démographiques</b>		
Résidentiel et agricole		
Δ 10 000 ménages	180 GWh	180 GWh

Compte tenu de la diminution brutale de la demande en 2015, des résultats des sondages où les clients confirment avoir installé plus d'ampoules DEL que prévu ou, possiblement, avoir diminué le point de consigne de leur chauffage, UC se demande si ces changements ne sont pas une conséquence directe des augmentations passées de tarifs d'électricité ou des

<sup>29</sup> **BORDE, V.,** *Énergie : les choix payants*, L'Actualité, 19 octobre 2016, [EN LIGNE] <http://www.lactualite.com/sante-et-science/energie-les-choix-payants/> (consulté le 27 octobre 2016)

<sup>30</sup> D-2016-33, page 223.

<sup>31</sup> R-3864-2013, HQD-1, document 2.2, annexe 2A, page 21.

importantes factures d'électricité que les ménages ont dû assumer suite à des hivers exceptionnellement froids. Autrement dit, UC se demande si les hypothèses relatives à l'élasticité prix des clients résidentiels ne devraient pas être revues. UC a d'ailleurs questionné le Distributeur à ce sujet :

*1.5 Veuillez préciser si le Distributeur entend questionner ses hypothèses relatives à l'élasticité prix de la clientèle résidentielle et agricole telles qu'elles sont présentées à la référence 2. Veuillez élaborer.*

*Réponse :*

*L'élasticité citée à la référence 2 est une élasticité relative au prix unitaire fournie pour les fins de démonstration de la sensibilité de la prévision de la demande à conditions climatiques normales. Celle-ci ne s'applique pas nécessairement à une situation à conditions climatiques réelles. Les clients résidentiels du Distributeur ont vu leurs coûts d'énergie augmenter de façon importante lors des hivers exceptionnellement froids de 2013-2014 et 2014-2015, et ce, essentiellement en raison de besoins de chauffage plus importants et non en raison d'une variation du prix unitaire. Pour les fins de la prévision, le Distributeur n'entend pas revoir ses hypothèses quant à cette élasticité.<sup>32</sup>*

De l'avis d'UC, le prix unitaire actuel ou prévu est une considération très loin des clients du Distributeur. Les clients résidentiels ne paient pas un prix unitaire, ils paient une facture d'électricité. Le Distributeur abonde pourtant en ce sens.

*Le Distributeur a déjà expliqué à la Régie qu'il ne suppose pas que tous les clients connaissent la structure du tarif D. En contrepartie, les clients connaissent leur facture globale et c'est cette facture qui affectera leur choix énergétique. Les changements qui seraient apportés via un changement de structure doivent être analysés à la lumière des variations significatives qu'ils auront sur la facture globale des clients et sur la capacité qu'ils auront d'induire des comportements efficaces.<sup>33</sup>*

En outre, la facture d'électricité que les consommateurs ont en tête lorsqu'ils font des « choix énergétiques » fait vraisemblablement partie des dernières factures qu'ils ont payées. UC se demande d'ailleurs si l'impact des dernières factures n'est pas plus important pour les ménages en situation de précarité énergétique qui pourraient se priver de consommer suffisamment d'électricité pour leur besoin de base plutôt que de se retrouver en situation de défaut de paiement.<sup>34</sup>

**En conclusion, UC invite la Régie à demander au Distributeur de reconfirmer la valeur de l'élasticité prix qu'il utilise dans sa prévision de la d'électricité au secteur résidentiel ou subsidiairement de confirmer que l'élasticité prix pour l'électricité des ménages pauvres ne se distingue pas de celle des autres ménages.**

<sup>32</sup> HQD-16, document 11, page 5.

<sup>33</sup> R-3644-2007, HQD-12, Document 3, page 7.

<sup>34</sup> La question de l'élasticité prix des ménages à faible revenu a été traitée par UC dans le cadre du dossier R-3933-2015 à la pièce C-UC-0009, section 2.1.2.

### 3 Compte d'écarts sur les revenus nets des achats d'électricité

Considérant les écarts constatés entre la prévision des ventes et les résultats obtenus, le Distributeur demande la création d'un compte d'écarts sur les revenus nets des achats d'électricité<sup>35</sup>.

Le Distributeur justifie ainsi l'existence de comptes d'écarts.

*Au fil des dossiers tarifaires, à la suite d'un examen exhaustif des avantages et inconvénients de chacun des comptes d'écarts (CER), plusieurs CER ont été reconnus par la Régie afin de couvrir certains éléments de coûts et de revenus qui sont essentiellement volatiles, imprévisibles, importants ou sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle.<sup>36</sup> (notre souligné)*

En ce qui concerne la prévision des ventes, plusieurs indices laissent à penser que le Distributeur pourrait avoir tardé à actualiser des intrants importants de son modèle de prévision. UC est d'avis que si un compte d'écart peut atténuer impacts d'une prévision erratiques tant pour les clients que le Distributeur, il n'en est pas de même pour les impacts sur les approvisionnements dont la gestion est basée sur la prévision. Par exemple, si le Distributeur s'engage à acheter de la puissance sur la base d'une prévision qui ne se matérialise pas, ce sont ses clients qui en assument les coûts et donc tous les risques. **C'est pourquoi, avant d'accepter la création d'un compte d'écarts sur les revenus nets des achats, la Régie doit exiger du Distributeur qu'il démontre, compte tenu de son nouvel environnement de marché, qu'il a apporté des ajustements à son processus de prévision pour le rendre plus véloce.**

Dans l'éventualité où la Régie approuvait la création du compte d'écarts proposé par le Distributeur, UC est d'avis que le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur doit être diminué. En effet, la demande la création d'un compte d'écarts sur les revenus nets des achats d'électricité du Distributeur n'est pas accompagnée d'une demande de modification de son taux de rendement de ses capitaux propres qui se maintiendrait plutôt à 8,2 % soit le taux fixé par la Régie dans ses décisions D-2014-03, D-2015-018 et D-2016-033<sup>37</sup>.

Pourtant, le taux de rendement des capitaux propres traduit entre autres le risque d'affaires qui est « causé par la volatilité des ventes et par la marge de manœuvre de fonctionnement de l'entreprise. La notion de volatilité des ventes fait référence à tous ces facteurs externes à l'entreprise, sur lesquels elle n'a aucun contrôle, et qui font en sorte que la demande pour ses produits sera incertaine »<sup>38</sup>.

À sa face même, un compte d'écarts sur les revenus nets des achats d'électricité diminuerait le risque du Distributeur. C'est d'ailleurs pour cette raison que le Distributeur en demande la création.

<sup>35</sup> HQD-3, document 3, page 9.

<sup>36</sup> Loc. cit..

<sup>37</sup> HQD-4, document 3.2, page 6.

<sup>38</sup> R-3492-2002, HQD-8, Document 2, page 14.

Tout comme la Régie, UC se questionne donc sur le maintien du taux de rendement actuel compte tenu de la diminution du risque d'affaires du Distributeur.

*12.3 Advenant le cas où la Régie acceptait un compte d'écart relié aux revenus nets des achats d'électricité, veuillez commenter l'impact sur le niveau du risque du Distributeur qu'il doit supporter par rapport à celui du taux rendement en vigueur.*

*Réponse :*

*La détermination du taux de rendement des capitaux propres pour le Distributeur repose sur l'analyse comparative de l'ensemble de ses risques d'affaires, réglementaires et financiers par rapport à ceux encourus par ses pairs de l'industrie. Cette analyse fait normalement l'objet d'une évaluation par des experts indépendants dans le cadre d'un dossier distinct portant sur la révision du taux de rendement.*

*Par conséquent, le Distributeur n'est pas en mesure de se prononcer sur l'impact spécifique qu'aurait sa proposition de compte d'écart relié aux revenus nets des achats d'électricité sur le niveau de son risque global relativement à ses pairs de l'industrie.<sup>39</sup>*

**UC est d'avis que la Régie doit refuser la création d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats d'électricité tant qu'elle n'aura pas réalisé un examen de l'impact de ce compte sur les risques d'affaire du Distributeur et conséquemment sur son taux de rendement sur les capitaux propres.**

## **4 Impacts de la stratégie tarifaire au tarif D**

Dans son mémoire concernant la révision de la stratégie tarifaire pour les tarifs domestiques, UC avait souligné l'impossibilité d'évaluer vraiment l'impact d'une stratégie tarifaire sur les ménages pauvres tant qu'une définition de la pauvreté n'a pas été arrêtée afin de pouvoir identifier les ménages concernés. Union des consommateurs écrivait :

*Toute analyse qui se limiterait à un seuil quelconque de revenus est réductrice, inutile, et voire délétère puisque pourraient passer sous le radar des impacts tarifaires indus pour de nombreux ménages pauvres.<sup>40</sup>*

UC rappelle que la précarité énergétique signifie que des ménages ont de la difficulté à payer leur facture d'électricité, se privent d'autres produits essentiels pour payer cette facture ou encore diminuent leur consommation d'électricité peut-être même en deçà des besoins essentiels. Il est donc vraisemblable que la baisse du point de consigne du chauffage<sup>41</sup>, si cette mesure est valide, constatée par le Distributeur soit le fait des ménages les moins bien nantis de la société.

En revanche, les analyses d'impacts du Distributeur ne font que simuler objectivement les nouvelles factures des clients sans aborder les impacts véritables de ces nouvelles factures sur les ménages. En outre, ces simulations se font sur des données normalisées. Pour apprécier l'ampleur des impacts réels et possibles de la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur, UC

<sup>39</sup> HQD-16, document 1.2, page 29.

<sup>40</sup> R-3933-2015-C-UC-0009, page 18.

<sup>41</sup> Voir la section 2.1.2.

lui a demandé de présenter la distribution des impacts de la hausse et de la stratégie proposées à partir des données réelles de l'année 2014.

*4.4 Veuillez fournir la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D, telle que présentée en référence, à partir des données de consommation réelles de l'année froide de 2014 (tarif de 2016 et tarif proposé pour 2017).*

*Réponse :*

*Le Distributeur n'a pas effectué d'analyse à partir de données de consommation réelles. L'ensemble du dossier tarifaire du Distributeur est basé sur une année prévisionnelle à conditions climatiques normales. Par souci de cohérence avec le reste du dossier, le Distributeur effectue ses simulations tarifaires en utilisant des données de consommation normalisées. Par ailleurs, les impacts résultant de simulations tarifaires sur la base de données de consommation normalisées constituent un scénario centré puisque la normalisation des données de consommation permet d'éviter de surestimer les impacts, comme le feraient des données pour une année froide, ou à l'inverse, de les sous-estimer, comme le feraient des données pour une année chaude. Finalement, le Distributeur rappelle que l'objectif visé par les simulations tarifaires est d'illustrer l'impact de la structure et des prix proposés, toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire d'isoler l'effet-prix.<sup>42</sup> (notre souligné)*

La réponse du Distributeur ne nous apprend malheureusement rien sinon que le Distributeur ne souhaitait pas partager les résultats de ses simulations d'impacts dans des conditions climatiques extrêmes, ce qui est inquiétant. UC souligne que les ménages pauvres, pour lesquels chaque dollar est important, n'ont pas le luxe d'une gestion des risques très élaborée ni de compte de frais reportés ou de nivellement. UC est d'avis que la Régie et les intervenants qui représentent les clients résidentiels doivent pouvoir apprécier les conséquences possibles et concrètes d'une stratégie tarifaire proposée, ce qui inclut les impacts sur la facture dans des conditions de températures atypiques.

**UC recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il présente, à partir du prochain dossier tarifaire, les impacts de ses propositions tarifaires sur les clients résidentiels en utilisant des données de consommation réelles d'une année de froid extrême.**

---

<sup>42</sup> HQD-16, document 11, page 13.

## 5 Proposition pour le tarif DT

Afin de contrer l'effritement du parc biénergie qui permet l'effacement de 570 MW en pointe <sup>43</sup>, le Distributeur propose d'éliminer sur 4 ans la redevance et de geler les prix de l'énergie au tarif DT. La mise en place de cette stratégie génèrera un manque à gagner de 4 M\$ en 2017 que le Distributeur propose de récupérer auprès des autres clients domestiques<sup>44</sup>.

**UC recommande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur pour les raisons suivantes.**

### 5.1 Stratégie commerciale intuitive

La proposition du Distributeur ne repose sur aucune étude ou analyse commerciale. Selon le Distributeur, il suffit d'améliorer l'économie des abonnés au tarif DT pour contrer l'érosion du parc biénergie.

*5.1 Veuillez déposer les études commerciales réalisées pour appuyer la stratégie proposée. Par exemple, UC cherche à savoir si une économie annuelle additionnelle de quelque 76 \$ pour le cas type serait suffisante pour inciter un client qui envisageait de quitter le tarif DT plutôt que d'investir dans un nouveau système à demeurer au tarif DT.*

*Réponse :*

*Dans le cadre du dossier R-3933-2015, le Distributeur avait évoqué la possibilité d'accroître les économies des clients DT afin de tenter de ralentir l'érosion du parc biénergie, mais également, la nécessité de faire preuve de grande prudence quant au choix des modifications au tarif DT. Les mesures proposées, soit l'élimination plus rapide de la redevance et le gel des prix d'énergie, permettront, toutes choses égales par ailleurs, d'accroître l'économie des clients au tarif DT. Bien qu'aucune étude commerciale n'ait été réalisée pour en évaluer la portée, le Distributeur est d'avis que ces mesures tarifaires constituent une approche efficace, prudente et simple d'application pour tenter de ralentir l'érosion observée.<sup>45</sup>*

Peu d'entreprises commerciales se lanceraient dans un programme entraînant un manque à gagner de 4 M\$ sans un minimum de certitude à moins, comme c'est le cas ici, que ce manque à gagner soit assumé par les autres clients. On ne sait nullement si la proposition est trop généreuse, suffisante ou insuffisante. **A priori, étant donnée l'absence de justification commerciale probante, UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT.**

<sup>43</sup> HQD-16, document 9, page 6.

<sup>44</sup> HQD-14, document 2, page 35.

<sup>45</sup> HQD-16, document 11, page 14.

## 5.2 Coût démesuré de la proposition tarifaire

UC comprend que l'effritement prévu du parc biénergie par le Distributeur, en l'absence de mesure particulière, est de 10 MW par année, comme le Tableau 4 l'indique. Sans présumer du succès de la mesure proposée, le Distributeur entend donc préserver au maximum 10 MW en pointe. Compte tenu d'une dépense estimée de 4 M\$ pour la première année, chaque kW préservé le serait à un coût minimal de 400 \$. Il s'agit d'une somme importante lorsque comparée aux 29 M\$ qui seront consentis aux moyens de gestion de la demande pour effacer 166 MW<sup>46</sup> soit 174 \$/kW. À court terme, il s'agit d'une somme astronomique lorsque mise en parallèle avec le crédit nominal fixe de 13 \$/kW pour l'hiver de l'option de puissance interruptible<sup>47</sup> ou encore le coût évité en puissance en hiver de 20 \$/kW (\$2016, indexé à l'inflation) en 2016-2017 et 2017-2018<sup>48</sup>.

UC souligne également que le manque à gagner prévu, qui sera remis en grande partie à des clients qui réalisent déjà d'importantes économies en étant au tarif DT plutôt qu'au tarif D et qui n'ont pas nécessairement l'intention de quitter le tarif DT, représente près de 30 % du rabais sur ventes – Ménages à faible revenu prévu pour 2017.<sup>49</sup>

**Tableau 4**  
**Effacement de la biénergie résidentielle pris en compte dans la prévision de la puissance à la pointe d'hiver (MW)<sup>50</sup>**

2015-2016	580
2016-2017	570
2017-2018	560

Le Distributeur indique que le manque à gagner en 2017, de la réduction de la redevance des abonnés au tarif DT coûtera 4 M\$ puisqu'il propose également de geler les prix de l'énergie du tarif DT ce qui l'empêcherait, comme au tarif D, de récupérer le manque à gagner généré par le remplacement graduel de la redevance par une facture minimale<sup>51</sup>.

Puisque le Distributeur prévoit éliminer la redevance sur 4 ans pour la remplacer par une facture minimale, le manque à gagner pour la première année pourrait graduellement augmenter pour atteindre un montant se rapprochant de 17 M\$ (voir le Tableau 5) si les prix de l'énergie du tarif DT sont également gelés sur cette période.

<sup>46</sup> HQD-10, document 1, page 12.

<sup>47</sup> HQD-14, document 3, page 4.

<sup>48</sup> HQD-4, document 4, page 5.

<sup>49</sup> HQD-11, document 1, page 4.

<sup>50</sup> HQD-16, document 9, page 6.

<sup>51</sup> HQD-14, document 2, page 15. Au tarif D, le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M\$ de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie.

Finalement, UC comprend que les clients au tarif DT ne subiraient aucune hausse de tarif résultant de l'augmentation annuelle du coût de service et que ce sont encore une fois les autres clients du domestique qui assumeront cette facture. En supposant une augmentation de 1,6 %<sup>52</sup> des revenus totaux identifiés au Tableau 5, les abonnés au tarif DT éviteraient près de 3 M\$ de hausse tarifaire. Si cette hypothèse s'avère, et prenant en compte la réduction de 25 % de la redevance qui les favoriseront pour 4 M\$, les clients au tarif DT bénéficieront d'un allègement total de facture de l'ordre de 7 M\$ soit plus de la moitié du rabais sur ventes – Ménages à faible revenu prévu pour 2017.<sup>53</sup>

**Tableau 5**  
**Revenus par composantes du tarif DT (prix en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016)<sup>54</sup>**

Redevance	17
Énergie - Hors pointe	115
Énergie Pointe	48
Prime de puissance	0,7
Total	181

**Étant donné son coût prohibitif, UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT**

### 5.3 Besoin en puissance

UC comprend que le Distributeur dispose de suffisamment de moyens de gestion pour répondre à la demande en puissance

*La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 2 241 MW pour l'année 2017.*

*Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur des moyens de court terme totalisant 1 490 MW afin de combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance.*

*Les achats sur les marchés de court terme totalisent 300 MW et correspondent exclusivement aux 300 MW de puissance UCAP acquis par le biais de l'appel d'offres lancé en mai 2014 (A/O 2014-01), aucun autre achat n'étant requis.*<sup>55</sup>

Bien que l'analyse des propositions reste à faire, les quantités de puissance offertes par les clients, dans le cadre du programme d'électricité interruptible, totalisent 1 066,6 MW pour

<sup>52</sup> Soit la hausse moyenne demandée par le Distributeur.

<sup>53</sup> HQD-11, document 1, page 4.

<sup>54</sup> HQD-14, document 2, page 62.

<sup>55</sup> HQD-6, document 1, page 9.

l'hiver 2016-2017<sup>56</sup> alors que 850 MW ont été considérés dans le calcul des approvisionnements postpatrimoniaux en puissance<sup>57</sup>.

**Étant donné l'absence de besoins en puissance à court terme, UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT.**

#### **5.4 Risque d'entraver des abandons justifiés**

UC continue de craindre que des clients au tarif DT restent à cette option alors qu'ils auraient avantage à passer au tarif régulier. La Figure 6 présente la distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients au tarif DT pour la période allant de septembre 2015 à août 2016, laquelle selon le Distributeur a été particulièrement chaude par rapport à la normale. Le Distributeur indique :

*Il appert que les mesures proposées au 1<sup>er</sup> avril 2017 auraient pratiquement permis de réduire complètement le nombre de clients n'ayant pas réalisé d'économies.<sup>58</sup>*

Comme elle l'avait dans le dossier R-3933-20156, UC ne peut partager la conclusion du Distributeur. En effet, l'économie sur la facture ne tient pas compte du différentiel de coût entre un chauffage au mazout et un chauffage à l'électricité pendant les périodes de froid. Cette économie ne tient pas compte non plus des frais d'entretien du système biénergie de quelque 100 \$ supérieurs aux frais d'entretien d'un système électrique<sup>59</sup>. Autrement dit, même pendant une année chaude, de trop nombreux clients perdent de l'argent au tarif DT et auraient intérêt à passer au tarif D.

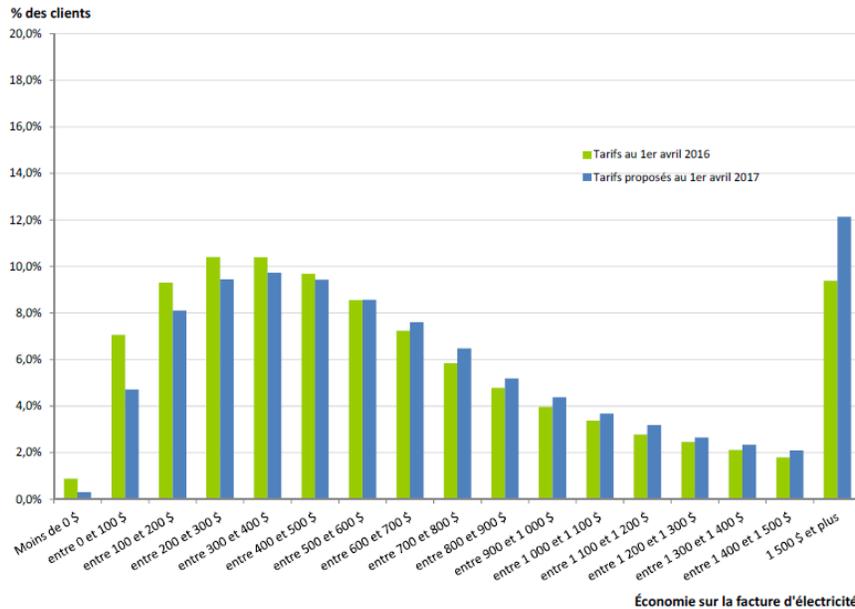
<sup>56</sup> HQD-16, document 6.3, page 4.

<sup>57</sup> HQD-6, document 1, page 10.

<sup>58</sup> HQD-16, document 11, page 17.

<sup>59</sup> R-3905-2014, HQD-15, document 14.1, réponse 18.1, onglet divers\_eff.complet, lignes 30 et 31.

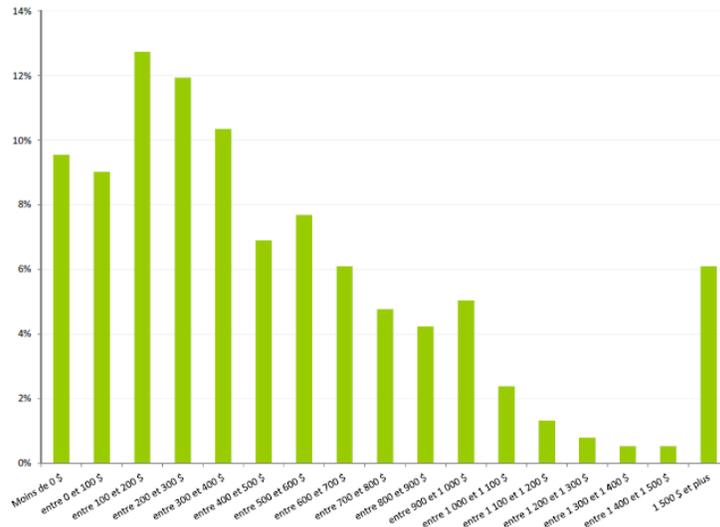
**Figure 6**  
**Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients au tarif DT (conditions climatiques réelles - septembre 2015 à août 2016)**



En 2015, le Distributeur a réalisé des inspections chez des clients au tarif DT qui n'avaient pas réalisé d'économie au tarif DT. La Figure 7 présente la distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients chez qui une inspection a été effectuée en 2015 et qui avaient toujours un abonnement au tarif DT en août 2016<sup>60</sup>. On peut constater qu'encore de trop nombreux clients sont pénalisés en fonctionnant au tarif DT et auraient vraisemblablement intérêt à passer au tarif régulier.

<sup>60</sup> HQD-16, document 11, page 26.

**Figure 7**  
**Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients chez qui une inspection a été effectuée en 2015 et qui avaient toujours un abonnement au tarif DT en 2016.<sup>61</sup>**



UC craint encore que, parmi les clients qui perdent de l'argent en étant au tarif DT plutôt qu'au tarif D, plusieurs ne soient pas en mesure de le constater<sup>62</sup>. UC craint surtout que la stratégie tarifaire proposée pour contrer l'effritement du parc biénergie, si elle était acceptée par la Régie et commercialisée comme un avantage additionnel d'être abonné au tarif DT, n'ait pour effet principal de retenir au tarif DT des clients dont la décision la plus sage serait de passer au tarif D<sup>63</sup>. Cet enjeu mérite à lui seul qu'**UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT**

## 5.5 Taux élevé d'opportunisme

Le Distributeur propose d'offrir un avantage financier supplémentaire aux 114 716<sup>64</sup> clients de l'option pour réussir à retenir au tarif DT quelques milliers de clients.<sup>65</sup> UC est d'avis que la proposition du Distributeur est commercialement indéfendable et inéquitable pour les clients du domestique qui assumeront ultimement la facture.

Cela est d'autant plus vrai que de nombreux clients réalisent des économies considérables au tarif DT et n'ont peut-être jamais envisagé de quitter ce tarif. Par exemple, comme le Tableau 6 l'indique, les clients types avec des usages estivaux peuvent faire des économies par rapport à une facturation au tarif D de plusieurs centaines de dollars alors que la Figure 6 et la Figure 7 nous rappellent que nombreux sont les clients qui réalisent plus de 1 000 \$ de gain par année.

<sup>61</sup> Loc. cit., page 27.

<sup>62</sup> Hormis si, minimalement, le Distributeur a ajouté sur la facture des clients au tarif DT une note indiquant si des pertes sont réalisées par rapport à une facturation au tarif D.

<sup>63</sup> Une analyse commerciale rigoureuse aurait vraisemblablement permis de documenter cet enjeu.

<sup>64</sup> HQD-14, document 2, page 64

<sup>65</sup> Qu'UC estime à 1 500 abonnés compte tenu d'un maximum de 10 MW de rétention et un effacement moyen de 6,7 kW par client.

UC est d'avis qu'offrir un avantage supplémentaire à ces clients n'aurait vraisemblablement aucun impact commercial. Compte tenu d'un taux d'opportunité qui se rapproche de 99 %, **UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT.**

**Tableau 6**  
**Économie avant et après effacement pour le cas type ajusté**  
**à la normale 2017 (avec et sans usages estivaux)<sup>66</sup>**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Normale 2017 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Actuel (calibré selon la normale 2016)	Redevance @ 40,64 ¢/jour Hors pointe @ 4,60 ¢/kWh Pointe @ 26,90 ¢/kWh	Avant effacement	35 \$	64 \$	227 \$
		Après effacement *	311 \$	341 \$	504 \$
		% économie p/r D	14%	15%	20%
Proposé (calibré selon la normale 2017)	Redevance @ 30,68 ¢/jour Hors pointe @ 4,60 ¢/kWh Pointe @ 26,90 ¢/kWh	Avant effacement	113 \$	141 \$	318 \$
		Après effacement *	387 \$	415 \$	592 \$
		% économie p/r D	18%	18%	22%

\* Compte tenu d'un prix du mazout de 0,70 \$/litre (Prix moyen de la saison 2016-2017, Régie de l'énergie, 4 octobre 2016)

## 5.6 Conclusion

UC recommande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur relative au tarif DT. UC est d'avis que le Distributeur tente à coup de millions, qui seront récupérés auprès des autres clients résidentiels, d'endiguer une tendance lourde. Le Distributeur repose sa stratégie sur le principe qu'en améliorant l'avantage financier d'être au tarif DT, les clients qui envisageaient de passer au tarif D changeront leur plan. Or, le Distributeur joue sur un coup de dés et à l'aveugle. Pour cette raison, **UC recommande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur et d'aborder de façon spécifique lors de l'étude du prochain plan d'approvisionnement, la contribution à long terme du parc biénergie au bilan en puissance.**

**Subsidiairement, si la Régie devait approuver la stratégie du Distributeur, UC est d'avis que le manque à gagner qui en résulterait devrait être récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle, selon les mêmes critères utilisés pour les autres moyens de gestion.**

Finalement, préoccupée par le fait que des abonnés au tarif DT continuent de perdre de l'argent chaque année en demeurant à cette option tarifaire, UC réitère les recommandations qu'elle formulait à la Régie dans le dossier R-3933-2015<sup>67</sup>. Ainsi UC demande à la Régie d'exiger du Distributeur

- **qu'il recommande aux clients qui ont perdu systématiquement de l'argent au tarif DT par rapport au tarif D de quitter le tarif**

<sup>66</sup> HQD-16, document 9, page 5.

<sup>67</sup> R-3933-2015-C-UC-0009, page 38.

- qu'il s'assure que les clients qui réalisent un faible gain (par exemple moins de 300 \$) au tarif DT par rapport au tarif D sont outillés pour évaluer s'il est rentable pour eux de demeurer au tarif DT
- qu'il fournisse si cela n'est pas encore fait, sur toutes les factures d'électricité au tarif DT, une évaluation des gains ou pertes par rapport au tarif D.
- qu'il applique une politique d'adhésion volontaire au tarif DT pour les nouveaux propriétaires d'une résidence dont les anciens propriétaires étaient abonnés au tarif DT.

## 6 Balisage sur les moyens de gestion de la demande

Dans le cadre des audiences du dossier R-3933-2015, la Régie a demandé au Distributeur de s'engager à déposer lors du dossier tarifaire 2017-2018 les résultats d'une étude de balisage sur les options offertes par d'autres distributeurs sur les moyens de gestion de la demande à la pointe<sup>68</sup>. Le balisage est présenté en annexe E de la pièce HQD-10, document 1, page 43.

UC considère qu'un balisage est utile seulement s'il permet de situer le sujet étudié dans son contexte particulier. Les paramètres d'une option de gestion de la demande (crédit, prime, saisonnalité, heures d'effacement) sont normalement spécifiques à la juridiction ou à la compagnie qui offre l'option. Dans ses demandes de renseignement au Distributeur, UC a cherché à en apprendre un peu plus sur le contexte dans lequel chaque option était offerte, pour finalement apprendre bien peu de choses.<sup>69</sup>

Pourtant, des données statistiques américaines sur la gestion de la demande par compagnie d'électricité existent et sont facilement accessibles. Par exemple, le Tableau 7 présente, pour plusieurs des compagnies comprises dans le balisage du Distributeur, le nombre de participants ainsi que les effacements potentiel et réel de l'ensemble des mesures de gestion de la demande de chaque compagnie. Il s'agit donc de valeurs maximales pouvant être associées aux options décrites par le Distributeur.

<sup>68</sup> R-3933-2015, NS du 9 décembre 2015, page 205.

<sup>69</sup> Voir les questions 9.1, 9.2 et 9.3 à la pièce HQD-16, document 11, page 21.

**Tableau 7**  
**Données statistiques sur les programmes de gestion de la demande (2015)<sup>70</sup>**

	État	Nombre de clients résidentiels	Nombre de clients participants résidentiels	% des participants	Diminution potentielle de la demande (MW)	Diminution réelle de la demande (MW)	Incitatif financier	Autres coûts	Coût total
Alabama Power Co	AL	1 253 875	3 500	0,3%	215,6	2,0	0	854	854
Austin Energy	TX	403 754	122 356	30,3%	57,7	33,6	924	1 084	2 008
Baltimore Gas & Electric Co	MD	838 110	402 443	48,0%	393,5	0,0	23 677	13 291	36 968
Commonwealth Edison Co	IL	1 666 929	72 800	4,4%	105,0	105,0	2 395	1 500	3 895
Duke Energy Florida, Inc	FL	1 524 605	404 543	26,5%	623,0	0,0	24 333	18 030	42 363
Duke Energy Indiana, LLC	IN	699 440	52 286	7,5%	54,1	0,0	380	1 996	2 376
Duke Energy Carolinas, LLC	SC	470 818	54 465	11,6%	117,2		1 460	2 208	3 668
Duke Energy Progress - (NC)	NC	1 107 292	125 528	11,3%	269,2	175,0	3 249	7 204	10 453
Florida Power & Light Co	FL	4 169 028	802 455	19,2%	914,0	0,0	43 713	13 918	57 631
Georgia Power Co	GA	2 118 033	51 899	2,5%	102,0		6	966	972
Idaho Power Co	ID	418 906	28 623	6,8%	36,0	30,0	434	669	1 103
MidAmerican Energy Co	IA	568 142	62 085	10,9%			1 908	1 156	3 064
MidAmerican Energy Co	IL	74 455	3 281	4,4%			100	43	143
MidAmerican Energy Co	SD	3 834	207	5,4%			6	8	14
PECO Energy Co	PA	473 622	67 915	14,3%	68,0	67,0	6 372	1 240	7 612
PacifiCorp (Rocky Mountain Power)	UT	764 088	103 371	13,5%	92,1	81,0	1 995	2 566	4 561
PECO Energy Co	PA	966 062	67 915	7,0%	68,0	67,0	6 372	1 240	7 612
San Diego Gas & Electric Co	CA	1 264 642	102 635	8,1%	27,0	27,0	3 275	4 350	7 625
Southern California Edison Co	CA	4 375 920	674 724	15,4%	298,3	233,8	59 400	16 993	76 393

Source : <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>, fichier Demand\_Respond\_2015. Nombre de clients tiré de Sales\_ULT\_Cust\_2015

Certaines options ont un taux de pénétration important auprès d'une clientèle nombreuse tandis que d'autres options sont tout à fait marginales pour une clientèle somme toute assez petite. De l'avis d'UC, ces données spécifiques<sup>71</sup> devraient faire partie d'un balisage et constituer un point de départ de l'analyse. **UC invite la Régie à demander au Distributeur, pour tous les balisages d'options ou programmes tarifaires ou commerciaux déposés dans le cadre des dossiers règlementaires, de justifier le choix des entités considérées et de fournir le maximum d'informations pertinentes sur les résultats commerciaux et énergétiques constatés.**

<sup>70</sup> Voir en annexe les instructions données aux compagnies qui doivent compléter le sondage sur les programmes de gestion de la demande.

<sup>71</sup> Un exercice de validation et d'analyse des données serait à réaliser dans une étape ultérieure.

## Annexe 1 : Extrait des instructions de l'EIA

 <p><i>Independent Statistics &amp; Analysis</i> U.S. Energy Information Administration</p>	<p><b>FORM EIA-861</b> <b>ANNUAL ELECTRIC POWER</b> <b>INDUSTRY REPORT</b> <b>INSTRUCTIONS</b></p>	<p>Approval: OMB No. 1905-0129 Approval Expires: 05/31/2017 Burden Hours: 10.97</p>
--	--	---

- a. On Lines 1 and 3, enter the aggregate Energy Savings (megawatt hours) and
  - b. On Lines 2 and 4, the Peak Demand Savings (megawatts to one decimal point).
3. **Costs for energy efficiency programs** should be broken down into two categories, customer incentives and all other costs. Customer incentives are the total financial value provided to a customer for program participation, whether, for example, cash payment, or lowered tariff rates relative to non-participants, in-kind services (e.g. design work), or other benefits directly provided customer for their program participation. Reporting Year Incremental costs should include all costs for the programs for years prior to the incremental year if these costs were incurred as part of the start up of the program. Incremental life cycle costs should include all anticipated costs of the program including the Reporting Year Incremental Costs and all future costs.
- a. For lines 5 through 8 report costs in thousands of dollars for each state, each balancing authority and for each sector.
  - b. For example, if a program has a life cycle of 10 years and if \$10,000 was incurred prior the incremental year of a program for start up costs and the average cost of the program for the next ten years is \$5,000/year the reporting year incremental costs would be \$15,000 and the Incremental life cycle costs would be \$60,000. Note in this example the length in years of the program (10 years based on the number of years of savings) is one less year than the years of expenditures (11 years). The number of years of program savings is used to determine the life of the program.
4. **Weighted Average Life for Portfolio (Years)** – Please use the spreadsheets to calculate the weighted average life for portfolio of EE programs or measures, by state by balancing authority and by sector and report on line 10 the average value in years. Weighted Average Life for portfolio of Energy Efficiency activities or measures should include all measures that are reporting in lines 1 through 4. On the spreadsheet enter your program or measure number, the total life cycle savings in MWh for each incremental program and its associated life in years. The life in years should be estimated as the mean life of the measure. Once all your programs have been entered the spreadsheet will return the weighted average life for the portfolio. This spreadsheet should be used for each state balancing authority, and sector. These averages may be used to estimate the economic value of the energy efficiency portfolio in total and is a key metric to the economic comparison of energy efficiency activities and other options.

### SCHEDULE 6. PART B. DEMAND RESPONSE PROGRAMS

**Demand Response Programs** are programs that encourage a temporary reduction in demand for electricity at certain times in response to a signal from the grid operator or market economic signals. Examples are the dimming of lights, turning on backup generators or shutting down industrial processes. Demand Response program reporting should be broken down by state, balancing authority and customer class.

**Actual peak demand savings** is demand reduction actually achieved by demand response activities and is measured at the time of the company's annual system peak hour.

**Potential peak demand savings** refers to the total demand savings that could occur at the time of the system peak hour assuming all demand response is called. Refer to Schedule 6. Part A for other definitions of terms.

1. On line 1 enter the number of customers participating in the Demand Response programs.
2. On line 2 enter the energy savings in MWh by customer sector.
3. On line 3 enter the potential peak demand savings in MWs for demand response programs.
4. On line 4 enter the actual peak demand savings in MWs for demand response programs.
5. On line 5 enter the total customer incentives in thousands of dollars.

 <p>Independent Statistics &amp; Analysis U.S. Energy Information Administration</p>	<b>FORM EIA-861</b> <b>ANNUAL ELECTRIC POWER</b> <b>INDUSTRY REPORT</b> <b>INSTRUCTIONS</b>	<p>Approval: OMB No. 1905-0129 Approval Expires: 05/31/2017 Burden Hours: 10.97</p>
---	--	---

6. On line 6 enter all other costs to run the Demand Response program.
7. On line 7 enter the number of grid-enabled water heaters (as defined by DOE's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy) that you added to your program this year. A grid interactive water heater is an electric storage water heater that is capable of being controlled remotely by a third party (usually an electricity service provider) that provides the third party the ability to control the operation of the unit by storing thermal energy during off-peak times. DOE's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy is in the process of issuing a final rule for efficiency standards for residential water heaters. Once those standards are finalized, EIA will, if necessary, adjust the definition above to be in accordance with the minimum efficiency standards for grid-enabled water heaters.

#### SCHEDULE 6. PART C. DYNAMIC PRICING PROGRAMS

1. **Dynamic pricing programs** (also known as time-based rate programs) are designed to modify patterns of electricity usage, including the timing and level of electricity demand. Report those customers that are enrolled in the program and are billed accordingly whether or not they are active participants. Note line 1 on this schedule is a sub set of Schedule 6 Part B line 5. For each state, balancing authority, and customer sector, report the number of customers enrolled in dynamic pricing programs.
2. **Time of Use Prices (TOU)** is a program in which customers pay different prices at different times of the day. On-peak prices are higher and off-peak prices are lower than a "standard" rate. Price schedule is fixed and predefined, based on season, day of week, and time of day.
3. **Real Time Pricing (RTP)** is a program of rate and price structure in which the retail price for electricity typically fluctuates hourly or more often, to reflect changes in the wholesale price of electricity on either a day-ahead or hour-ahead basis.
4. **Variable Peak Pricing (VPP)** is a program in which a form of TOU pricing allows customers to purchase their generation supply at prices set on a daily basis with varying on-peak and constant off-peak rates. Under the VPP program, the on-peak price for each weekday becomes available the previous day (typically late afternoon) and the customer is billed for actual consumption during the billing cycle at these prices.
5. **Critical Peak Pricing (CPP)** is a program in which rate and/or price structure is designed to encourage reduced consumption during periods of high wholesale market prices or system contingencies, by imposing a pre-specified high rate or price for a limited number of days or hours. Very high "critical peak" prices are assessed for certain hours on event days (often limited to 10-15 per year). Prices can be 3-10 times as much during these few hours. Typically, CPP is combined with a TOU rate, but not always.
6. **Critical Peak Rebate (CPR)** is a program in which rate and/or price structure is designed to encourage reduced consumption during periods of high wholesale market prices or system contingencies, by providing a rebate to the customer on a limited number of days and for a limited number of hours, at the request of the energy provider. Under this structure the energy provider can call event days (often limited to 10-15 per year) and provide a rebate typically several times the average price for certain hours in the day. The rebate is based on the actual customer usage compared to its baseline to determine the amount of the demand reduction each hour.
7. On line 1, enter the number of customers participating in dynamic pricing programs, by customer class
8. On line 2, for each customer sector indicate if customers in this sector are participating in Time-of-Use Pricing.
9. On line 3, for each customer sector indicate if customers in this sector are participating in Real time Pricing.