

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2  
DE LA RÉGIE**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE  
AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

**RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE**

1. **Références :** (i) Pièce B-0046;  
(ii) Pièce B-0046, p. 13;  
(iii) Pièce B-0046, p. 15.

**Préambule :**

- (i) La pièce B-0046 présente la répartition du coût de service de l'année témoin 2016.  
(ii) Le Tableau 7 présente la répartition par catégorie de consommateurs du coût de prestation de service du Distributeur pour l'année témoin projetée 2016.  
(iii)

Tableau 8B  
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement  
Année témoin projetée 2016

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 096,0	6 163,7	5 237,0	5 279,4	(76,3)	(52,2)	66 293	67 068
Généraux	3 299,6	3 446,2	4 122,2	4 148,7	(47,5)	(32,9)	50 688	50 951
Tarif G <sup>1</sup>	903,8	889,3	1 061,1	1 043,6	(16,5)	(9,3)	10 443	10 240
Tarif M <sup>2</sup>	1 928,8	2 058,8	2 562,5	2 591,4	(24,1)	(18,3)	31 548	31 813
Tarif LG <sup>3</sup>	467,1	498,1	498,6	513,7	(6,8)	(5,3)	8 697	8 898
Grands industriels	1 256,0	1 302,3	1 427,9	1 383,7	(11,5)	(8,9)	29 152	28 388
<b>Total</b>	<b>10 651,6</b>	<b>10 912,2</b>	<b>10 787,1</b>	<b>10 811,9</b>	<b>(135,4)</b>	<b>(94,0)</b>	<b>146 133</b>	<b>146 407</b>

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	71,3	(3,6)	67,7	60,4	6,2	66,6	1,1
Généraux	9,5	137,2	146,6	12,4	28,6	41,1	105,5
Tarif G	(17,5)	3,1	(14,4)	(20,3)	10,0	(10,2)	(4,2)
Tarif M	16,2	113,8	130,0	21,3	13,3	34,6	95,4
Tarif LG	10,8	20,2	31,0	11,4	5,3	16,7	14,3
Grands industriels	(32,9)	79,2	46,3	(37,1)	(4,4)	(41,5)	87,8
<b>Total</b>	<b>47,8</b>	<b>212,7</b>	<b>260,6</b>	<b>35,7</b>	<b>30,4</b>	<b>66,1</b>	<b>194,5</b>

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	1,9%	5 379,1	86,5	0,0%	5 280,6	84,9
Généraux	1,9%	4 227,0	121,6	2,5%	4 254,2	122,4
Tarif G	1,9%	1 063,3	118,5	-0,4%	1 039,4	115,9
Tarif M	1,9%	2 639,7	127,1	3,7%	2 686,7	129,4
Tarif LG <sup>4</sup>	1,9%	524,0	104,3	2,8%	528,1	105,1
Grands industriels	1,2%	1 400,3	106,6	6,3%	1 471,6	112,0
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>11 006,4</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>11 006,3</b>	<b>100,0</b>

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez confirmer si le Distributeur juge que la méthode employée pour la répartition du coût de service de 2016 et les résultats présentés à la pièce B-0046 lui semblent toujours refléter adéquatement la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs. Veuillez commenter et identifier, le cas échéant, les aspects et les composantes de la méthode de répartition qui mériteraient d'être révisés ou actualisés.

**Réponse :**

1 **La méthode de répartition du coût de service est toujours adéquate. Les**  
2 **différents critères de classement entre les fonctions de même que les facteurs**  
3 **de répartition par catégories de consommateurs ont fait l'objet de débats**  
4 **échelonnés sur plus de sept dossiers tarifaires. La Régie, au fil de ses**  
5 **décisions, a approuvé la méthode en se basant notamment sur le critère de la**  
6 **causalité des coûts. Aucun nouvel élément de contexte ne justifie de la réviser**  
7 **en tout ou en partie. Par ailleurs, aux fins du suivi de l'évolution des indices**  
8 **d'interfinancement, il est important d'assurer une stabilité de la méthode de**  
9 **répartition.**

10 **La répartition du coût de service varie en fonction, d'une part, de l'évolution**  
11 **des caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs**  
12 **(notamment, le volume de consommation, le facteur d'utilisation et le nombre**  
13 **d'abonnements) et, d'autre part, de la nature de la croissance des charges du**  
14 **Distributeur (fourniture, transport, distribution et services à la clientèle).**

15 **Ainsi, l'évolution des résultats de la méthode de répartition au cours des**  
16 **derniers dossiers tarifaires reflète notamment la part croissante des charges de**  
17 **fourniture postpatrimoniale dans les revenus requis totaux, puisque les efforts**  
18 **d'efficience tendent à stabiliser les charges de distribution et de services à la**  
19 **clientèle. Les critères de répartition de ces fonctions étant différents, les**  
20 **impacts ne sont pas les mêmes pour chaque catégorie de consommateurs.**

21 **Par ailleurs, lors de l'analyse de l'évolution des résultats de répartition, la**  
22 **diminution des volumes de consommation de la clientèle industrielle doit**  
23 **également être considérée, de même que les modifications ponctuelles des**  
24 **modalités de disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement.**

- 1.2 À partir des données du Tableau 7, ligne 5 – Total catégorie domestique –, veuillez fournir une estimation de la ventilation des coûts entre la portion fixe et la portion variable pour chacune des grandes composantes du tableau : fourniture (colonne 2), transport (colonne 3), distribution (colonne 11), service à la clientèle (colonne 16). Veuillez expliquer sur quelle base la ventilation a été établie.

**Réponse :**

25 **Les coûts de service par catégories de consommateurs ne sont pas basés sur**  
26 **les notions de coûts fixes et variables, mais plutôt sur la notion de**  
27 **composantes, de façon à prendre en compte les inducteurs du coût du service**

1            **électrique. Les composantes qui définissent le coût de service du Distributeur**  
 2            **sont l'énergie (kWh), la puissance (kW) et le nombre d'abonnements. De plus,**  
 3            **les coûts de certaines fonctions sont attribués de façon directe (« spécifique »)**  
 4            **aux catégories de consommateurs.**

5            **Le tableau R-1.2 présente la ventilation par fonctions des coûts attribués à la**  
 6            **catégorie Domestiques selon les composantes énergie, puissance,**  
 7            **abonnement et spécifique.**

**TABLEAU R-1.2 :  
VENTILATION DES COÛTS DE LA CATÉGORIE DOMESTIQUES**

Catégorie de consommateurs	Fourniture			Transport			Distribution			Service à la clientèle			TOTAL				
	Éner.	Puis.	Total	Éner.	Puis.	Total	Puis.	Abon.	Total	Abon.	Spéc.	Total	Éner.	Puis.	Abon.	Spéc.	Total
Domestiques	1 795,0	1 071,9	2 866,8	270,7	1 213,5	1 484,2	519,1	219,5	738,6	593,4	(38,4)	555,0	2 065,6	2 804,5	812,9	(38,4)	5 644,6

1.3 Veuillez décrire le contexte et expliquer l'ajustement différencié de 6,3 % reflétant la variation des coûts pour la catégorie de clients grands industriels présenté à la référence (iii). Veuillez confirmer que cet ajustement prend en compte le gel du coût de l'énergie patrimoniale au tarif L.

**Réponse :**

8            **Le Distributeur confirme que les résultats présentés au tableau 8B de la**  
 9            **référence (iii) tiennent compte du gel du coût de fourniture de l'électricité**  
 10           **patrimoniale au tarif L, comme le démontrent les données du tableau 9A de la**  
 11           **pièce HQD-12, document 3 (B-0046).**

12           **L'ajustement différencié reflétant la variation des coûts de 6,3 % pour le tarif L**  
 13           **découle du contexte général des deux derniers dossiers tarifaires, tel qu'il est**  
 14           **indiqué en réponse à la question 1.1.**

1.4 Veuillez présenter, sur une base annuelle et une base cumulative pour les 2, 3 4 et 5 dernières années, les ajustements tarifaires autorisés pour chacune des catégories de consommateurs, les ajustements tarifaires différenciés qu'il aurait fallu appliquer afin de refléter la variation des coûts de chaque catégorie de consommateur, ainsi que l'écart cumulatif entre les 2 méthodes d'ajustement tarifaire.

**Réponse :**

15           **Le Distributeur présente l'information demandée au tableau R-1.4. Les**  
 16           **modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* ayant entraîné une nouvelle**  
 17           **définition du tarif L et l'introduction du tarif LG, les résultats sont présentés en**  
 18           **deux sections. Le Distributeur tient à préciser que l'écart sur une base**  
 19           **cumulative ne constitue pas une information pertinente, car si, pour une année**

1 donnée, les hausses selon la variation des coûts avaient été appliquées, le  
2 point de départ pour l'année suivante aurait été différent.

3 Le Distributeur souligne, comme il l'a fait au cours des dernières années, que  
4 les résultats de ce scénario de hausses peuvent s'avérer très instables d'une  
5 année à l'autre, à cause notamment des volumes de ventes et des revenus des  
6 catégories de consommateurs, de leurs caractéristiques de consommation et  
7 des charges spécifiques à chacun des dossiers. Dans un objectif de stabilité  
8 tarifaire, le Distributeur ne croit pas que les ajustements tarifaires établis selon  
9 ce scénario puissent servir de référence à court et à moyen termes.

**TABLEAU R-1.4 :**  
**HISTORIQUE DES HAUSSES TARIFAIRES APPLIQUÉES**  
**ET DES HAUSSES SELON LA VARIATION DES COÛTS**  
**ANNÉES PRÉVISIONNELLES 2011 À 2016**

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Domestique	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,0%	-1,2%	4,3%
Petite puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	2,4%	-0,8%	1,3%
Moyenne puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,8%	1,3%	-0,2%
Grande puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	0,8%	-0,3%	1,1%

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2014	2015	2016*	2014	2015	2016
Domestiques	4,3%	2,9%	1,9%	4,0%	2,0%	0,0%
Général	4,3%	2,9%	1,9%	4,6%	3,0%	2,5%
Tarif G	4,8%	2,9%	1,9%	5,8%	3,6%	-0,4%
Tarif M	3,8%	2,7%	1,9%	4,0%	2,0%	3,7%
Tarif LG	5,3%	3,5%	1,9%	5,0%	6,7%	2,8%
Grands industriels	3,5%	2,5%	1,2%	3,5%	5,3%	6,3%

\* Prévisionnelles

## ORIENTATIONS SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

2. **Références :** (i) Dossier R-3854-2013, décision D-2014-037, p. 217;  
(ii) Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 23;  
(iii) Pièce B-0002, p. 5;  
(iv) Pièce B-0051, p. 14 à 20.

### Préambule :

- (i) « [835] Pour ces raisons, la Régie initiera, au plus tard au printemps 2015, une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants et des membres du personnel de la Régie. Lors de cette séance, les intervenants feront part au Distributeur de leurs

points de vue et de leurs recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer, pour application à compter du 1<sup>er</sup> avril 2016, en vue de l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2016-2017. ».

- (ii) « [46] La Régie rappelle que, conformément à sa décision D-2014-037, la stratégie tarifaire du Distributeur fera l'objet d'une séance de travail au printemps 2015, au cours de laquelle les intervenants pourront présenter leurs points de vue et leurs recommandations, en vue de la révision d'une structure tarifaire devant être déposée au dossier tarifaire 2016-2017. Le soutien aux MFR fait notamment partie des objectifs à prendre en compte lors de cette séance de travail. »
- (iii) « 36. Suite aux travaux réalisés dans le cadre de la révision de la stratégie tarifaire pour le secteur domestique, le Distributeur soumet pour approbation les orientations qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018.

Le tout détaillé à la pièce HQD-14, document 2. »

- (iv) « 5. SUIVI DE LA RÉFLEXION SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES :

Tel qu'il est mentionné précédemment, des séances de travail se sont tenues le 30 avril et le 12 juin 2015 avec des membres du personnel technique de la Régie et les représentants des clientèles résidentielle et agricole ainsi que des groupes environnementaux afin de faire un bilan de la stratégie actuelle aux tarifs domestiques et d'élaborer une stratégie pour les années à venir.

D'entrée de jeu, le Distributeur a fait part qu'il ne défendait aucune stratégie tarifaire particulière et qu'il souhaitait plutôt favoriser les échanges sur les orientations tarifaires possibles pour les prochaines années. L'exercice a permis aux participants de mieux comprendre les enjeux tarifaires au secteur domestique. D'une part, le Distributeur a dressé un portrait de la clientèle, identifié les attentes des clients sur différents aspects de la tarification, présenté un balisage des pratiques tarifaires ailleurs en Amérique du Nord et proposé un cadre d'analyse pour le choix d'une stratégie tarifaire. D'autre part, un bilan de la stratégie actuelle au tarif D et au tarif DT a été présenté et, en lien avec les préoccupations soulevées et à la demande des intervenants, divers scénarios de structures tarifaires ont été analysés par le Distributeur pour en apprécier les impacts pour différents segments de la clientèle. Les participants ont fait part de leurs points de vue, de leurs analyses et de leurs propositions. Enfin, les commentaires du Distributeur sur différentes préoccupations soulevées ont fait l'objet d'échanges entre les participants.

À la demande des membres du personnel technique de la Régie et de certains intervenants, le Distributeur présente, dans les sections suivantes, ses constats et identifie les orientations sur lesquelles la Régie pourra se prononcer. Les orientations retenues constitueront la base de la proposition du Distributeur dans le dossier tarifaire 2017-2018. »

Le reste du chapitre 5 de la pièce HQD-14, doc.2 présente les orientations que le Distributeur souhaite faire approuver par la Régie.

**Demande :**

2.1 Veuillez produire, pour faire partie de la preuve en chef du Distributeur au présent dossier, les documents suivants déposés dans le cadre des séances de travail portant sur la stratégie tarifaire relative aux tarifs domestiques, en suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018 :

- Document de présentation révisé sur la séance de travail Phase 1 relative aux tarifs domestiques (1<sup>re</sup> rencontre au 30 avril 2015);
- Réponses révisées aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16;
- Document de présentation sur la séance de travail Phase 1 relative aux tarifs domestiques (2<sup>e</sup> rencontre au 12 juin 2015);
- Sommaire des strates de consommation 2013.

**Réponse :**

1 **Les documents demandés sont déposés à l'annexe A du présent document.**

### **Tarifs domestiques**

3. **Références :**
- (i) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1<sup>re</sup> rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 37;
  - (ii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1<sup>re</sup> rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 36;
  - (iii) Pièce B-0021, p. 5 et 6;
  - (iv) Pièce B-0051, p. 15.

**Préambule :**

(i) « *Coût évité du chauffage de long terme en puissance est de 4,07 ¢/kWh correspondrait à une prime de puissance mensuelle de 11,72 \$/kW (FU de 40 %). Les revenus générés par l'augmentation des primes de puissance ne permettent pas d'atténuer l'impact tarifaire plus important pour les clients facturés en puissance* ». [nous soulignons]

(ii) « *Le prix de la 2<sup>e</sup> tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014)* ».

(iii) « *1.1.2. Indicateur de coût évité de la puissance :  
Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification.* » :

- « *Pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation);*
- *À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation).* »

« *1.2. Coût évité de transport de la charge locale et de la distribution :*



*Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs des coûts évités pour la charge locale et la distribution tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-3677-2008. Exprimés en \$ 2015, le coût évité de la charge locale est de 47,2 \$/kW-an et celui de la distribution est de 17,1 \$/kW-an. »*

- (iv) « Il appert que sur le plan de l'équité, de l'efficacité, de la simplicité et de la stabilité, l'application depuis 2006 de cette stratégie a permis d'atteindre globalement les objectifs fixés et de répondre aux attentes de la clientèle résidentielle et de plusieurs acteurs. » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez mettre à jour les valeurs fournies à la référence (i) quant au coût évité du chauffage de long terme en puissance en ¢/kWh et sa correspondance en prime de puissance mensuelle en \$/kW, tenant compte de la hausse importante du coût évité de la puissance à compter de l'hiver 2018-2019, tel qu'indiqué à la référence (iii).

**Réponse :**

- 1            **Le coût évité de la puissance de long terme pour le chauffage des locaux est de**  
2            **5,85 ¢/kWh en 2024, ce qui correspond à une prime de puissance mensuelle de**  
3            **16,85 \$/kW avec un FU de 40 %.**

- 3.2 Veuillez mettre à jour les valeurs fournies à la référence (ii) quant au coût évité du chauffage de long terme en énergie.

**Réponse :**

- 4            **Le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie de 8,60 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2015 est toujours**  
5            **inférieur au coût évité de l'énergie de long terme pour le chauffage des locaux**  
6            **de 10,22 ¢/kWh en 2024.**

- 3.3 Veuillez calculer, présenter et expliquer si l'écart entre le prix de la seconde tranche d'énergie et le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux en énergie ainsi que l'écart avec le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux au total, tel qu'il apparaît au présent dossier, ont diminué par rapport à ce qu'ils étaient avant l'application de la stratégie tarifaire depuis 2006. Veuillez commenter, à la lumière de ces résultats, l'affirmation soulignée à la référence (iv).

**Réponse :**

- 7            **Le tableau R-3.3 présente les informations demandées.**

**TABLEAU R-3.3 :**  
**ÉCART ENTRE LE COÛT ÉVITÉ DE LONG TERME (CHAUFFAGE DES LOCAUX)**  
**ET LE PRIX DE LA 2<sup>E</sup> TRANCHE DU TARIF D**

	R-3579-2005	R-3933-2015
<b>Coût évité de long terme - Chauffage des locaux</b>		
Année	2014	2024
Énergie	7,75 ¢/kWh	10,22 ¢/kWh
Total (énergie et puissance)	8,28 ¢/kWh	16,06 ¢/kWh
<b>2<sup>e</sup> tranche du tarif D</b>		
Tarif au 1 <sup>er</sup> avril	2005	2015
Prix	6,33 ¢/kWh	8,60 ¢/kWh
<b>Écart</b>		
Énergie	1,42 ¢/kWh	1,62 ¢/kWh
Total (énergie et puissance)	1,95 ¢/kWh	7,46 ¢/kWh

1 Comme la hausse des coûts évités a excédé celle des coûts moyens sur la  
2 période, la stratégie de hausser deux fois plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche que celui  
3 de la 1<sup>re</sup> tranche a permis de maintenir l'écart entre le prix de la 2<sup>e</sup> tranche et le  
4 coût évité de l'énergie de long terme pour le chauffage des locaux.

5 Cependant l'écart par rapport au coût évité total de long terme pour le  
6 chauffage des locaux s'est accru en raison de la hausse du coût évité de la  
7 puissance de long terme.

8 Bien que la stratégie appliquée depuis 2006 n'ait pas permis de réduire l'écart  
9 et de refléter ainsi le coût évité de l'énergie de long terme, elle a néanmoins  
10 permis d'améliorer le signal de prix. À cet égard, elle a été plus efficace que ne  
11 l'aurait été une hausse uniforme des prix de l'énergie. À titre illustratif, l'écart  
12 par rapport au coût évité de l'énergie de long terme aurait été de 2,45 ¢/kWh si  
13 une hausse uniforme des deux prix de l'énergie avait été appliquée depuis  
14 2006. Le Distributeur estime avoir atteint globalement les objectifs d'équité,  
15 d'efficacité, de simplicité et de stabilité qu'il s'était fixés depuis 2006 répondant  
16 ainsi aux attentes de la clientèle et de plusieurs acteurs (intervenants,  
17 gouvernement et Régie).

3.4 Veuillez expliquer l'affirmation soulignée à la référence (i) en fournissant des exemples  
chiffrés.

Réponse :

18 Le Distributeur rappelle que les revenus générés par les primes de puissance  
19 au tarif D totalisent environ 6 M\$ alors qu'une infime variation de l'un ou l'autre  
20 des prix de l'énergie (0,01 ¢/kWh) génère, à elle seule, près de la moitié de ces  
21 revenus, soit environ 3 M\$. À titre illustratif, une hausse de 100 % des primes

1 de puissance, supportée uniquement par les quelque 5 000 clients facturés en  
2 puissance, ne générerait que des revenus additionnels de 6 M\$ qui devraient  
3 être compensés, à revenus constants, par une baisse de 0,02 ¢/kWh d'un des  
4 deux prix de l'énergie. Une si faible baisse du prix de l'énergie ne serait pas  
5 suffisante pour atténuer le choc tarifaire pour les clients facturés en puissance  
6 et en énergie. Cette situation amène le Distributeur à privilégier l'analyse de la  
7 création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs qui permettrait  
8 d'avoir une stratégie mieux adaptée à cette clientèle.

9 Un exemple chiffré des impacts d'une augmentation des primes de puissance a  
10 été produit aux pages 51 et 52 du document de présentation de la séance de  
11 travail du 30 avril 2015<sup>1</sup>. Ce scénario montre qu'en traitant distinctement cette  
12 clientèle en ce qui concerne le calibrage des prix, il est possible d'améliorer le  
13 signal de prix en puissance tout en gardant raisonnable l'impact sur la clientèle  
14 facturée en puissance et en énergie.

15 Voir également la réponse à la question 51.3 de la demande de renseignements  
16 n°2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0088), au dossier  
17 R-3854-2013.

- 3.5 Veuillez confirmer que la hausse importante du coût de la puissance se présente essentiellement à la fine pointe hivernale et veuillez commenter si cela ne justifierait pas que la hausse de prime de puissance soit concentrée sur les mois d'hiver. Veuillez fournir les avantages et inconvénients d'une telle approche.

#### Réponse :

18 Avant chaque hiver, le Distributeur s'assure de disposer de suffisamment  
19 d'approvisionnements en puissance afin de respecter le critère de fiabilité du  
20 NPCC. Les coûts reliés aux achats de puissance sont reflétés dans les  
21 indicateurs de coûts évités et sont répartis sur les heures d'hiver. Voir  
22 également la réponse à la question 15 de la demande de renseignements n° 1  
23 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).

24 Le Distributeur rappelle que la prime de puissance vise à récupérer sur une  
25 base mensuelle les coûts annuels des approvisionnements et des équipements  
26 qu'Hydro-Québec met à la disposition de ses clients pour répondre à leurs  
27 besoins en puissance. Dans sa décision D-2008-024<sup>2</sup>, la Régie mentionnait  
28 « ...qu'une prime de puissance annuelle envoie un meilleur signal de prix en  
29 reflétant adéquatement les coûts évités en puissance et incite les clients à  
30 mieux gérer leurs appels de puissance en tout temps ». Ce n'est qu'en raison  
31 de l'implantation progressive de la facturation annuelle de la puissance pour  
32 l'harmoniser avec les modalités de facturation de la puissance des tarifs

<sup>1</sup> Voir l'annexe A du présent document.

<sup>2</sup> Décision D-2008-024, page 88.

1 généraux que l'on retrouve actuellement des prix saisonniers de la puissance  
2 aux tarifs domestiques.

3 Une hausse de la prime de puissance concentrée sur la période d'hiver n'est  
4 pas souhaitable parce qu'elle ne permettrait pas de continuer à donner un  
5 signal de prix à l'année, à l'instar de celui donné dans les tarifs généraux. Par  
6 ailleurs, étant établi sur la base de la puissance appelée en période d'hiver, le  
7 mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale revêt déjà un  
8 caractère saisonnier. Il permet d'intensifier le signal de prix associé à la  
9 puissance enregistrée en hiver sans détériorer celui en été, ce qui lui confère  
10 un avantage indéniable par rapport à une hausse de la prime de puissance  
11 concentrée en période d'hiver. Ainsi, une hausse de la prime de puissance en  
12 été augmente également le coût associé à l'appel maximal de puissance  
13 enregistré en hiver du client, et ce, sans avoir besoin de concentrer la hausse  
14 sur la prime de puissance d'hiver.

4. Références : (i) Pièce B-0051, p. 6;  
(ii) Pièce B-0051, p. 14 et 15;  
(iii) Pièce B-0051, p. 20.

**Préambule :**

- (i) « Une hausse tarifaire uniforme au 1er avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle. »
- (ii) « La stratégie tarifaire établie en 2006 avait pour objectif de donner un signal de prix favorisant une utilisation efficace de l'électricité. Plus spécifiquement, elle visait à :
- appliquer les ajustements tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage;
  - geler le prix des composantes sur lesquelles les clients peuvent moins agir;
  - inciter les clients de plus de 50 kW à faire une gestion efficace de leurs appels de puissance;
  - éviter les chocs tarifaires, tout en atténuant l'impact pour les plus petits clients, notamment les ménages à faible revenu. » [nous soulignons]
- (iii) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT. »

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez justifier la proposition de la référence (i) qui semble aller à l'encontre de la stratégie des années passées, décrites à la référence (ii), en haussant uniformément le

prix des composantes inélastiques sur lesquelles les clients peuvent moins agir, et celui des composantes sur lesquels ils peuvent agir.

**Réponse :**

1 **La proposition de hausse uniforme dans le présent dossier ne doit pas être vue**  
 2 **comme allant à l'encontre de la stratégie tarifaire appliquée au cours des**  
 3 **dernières années. Elle s'inscrit plutôt dans le cadre de la réflexion sur la**  
 4 **stratégie des tarifs domestiques qui est en cours.**

5 **Outre son impact neutre sur la clientèle, une hausse uniforme permet de**  
 6 **suspendre momentanément l'application de la stratégie des dernières années**  
 7 **afin d'évaluer et analyser les impacts cumulés et de déterminer, le cas échéant,**  
 8 **les modifications à apporter à cette stratégie.**

4.2 Dans l'hypothèse où la Régie devait décider de maintenir, pour les tarifs 2016-2017, la même stratégie tarifaire que celle des dernières années, veuillez présenter une mise à jour des tableaux 2, 4, et A-2 de la pièce B-0051 reflétant cette hypothèse.

**Réponse :**

9 **Les tableaux R-4.2-A, R-4.2-B et R-4.2-C présentent l'information demandée.**

**TABLEAU R-4.2-A :**  
**TARIFS DOMESTIQUES SELON L'HYPOTHÈSE DE MAINTIEN DE LA**  
**STRATÉGIE TARIFAIRE DES DERNIÈRES ANNÉES**

	Tarifs 2015	Tarifs 2016
<b>Tarifs D et DM</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68	5,75
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60	8,83
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,15	3,78
<b>Tarif DT</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,57	4,64
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	26,69	27,50
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,15	3,78

**TABLEAU R-4.2-B :  
IMPACT DE LA HAUSSE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE SELON  
L'HYPOTHÈSE DE MAINTIEN DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE DES DERNIÈRES ANNÉES**

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
<b>Clients moyens</b>					
Moyenne des clients domestiques	17 802	117,95	120,19	2,23	1,9%
Moyenne des clients D	17 939	119,86	122,15	2,29	1,9%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	19 463	129,46	131,97	2,51	1,9%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 918	94,53	96,25	1,72	1,8%
Moyenne des clients DM	118 024	763,30	774,54	11,24	1,5%
Moyenne des clients DT	24 410	135,51	137,96	2,46	1,8%
<b>Cas types d'habitation chauffée à l'électricité</b>					
Client à la 1 <sup>re</sup> tranche seulement	10 950	64,19	64,83	0,64	1,0%
Logement 5 ½	11 590	72,61	73,58	0,97	1,3%
Résidence unifamiliale					
111 m <sup>2</sup> (1 195 pi <sup>2</sup> )	20 494	133,69	136,21	2,53	1,9%
158 m <sup>2</sup> (1 701 pi <sup>2</sup> )	26 484	175,62	179,24	3,62	2,1%
207 m <sup>2</sup> (2 228 pi <sup>2</sup> )	32 054	215,44	220,12	4,68	2,2%
390 m <sup>2</sup> (4 198 pi <sup>2</sup> )	48 062	330,16	337,91	7,75	2,3%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	3 147,35	3 246,14	98,80	3,1%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	808,61	823,89	15,28	1,9%

**TABLEAU R-4.2-C :  
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES  
CONSUMMATIONS TYPES – TARIF D SELON L’HYPOTHÈSE DE MAINTIEN DE LA  
STRATÉGIE TARIFAIRE DES DERNIÈRES ANNÉES**

	kWh	625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2015)</b>								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 <sup>e</sup> tranche	\$	35,50	42,60	51,12	51,12	51,12	51,12	51,12
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	8,60	94,60	180,60	266,60	352,60
Total	\$	47,69	54,79	71,91	157,91	243,91	329,91	415,91
	¢/kWh	7,63	7,31	7,19	7,90	8,13	8,25	8,32
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 <sup>e</sup> tranche	\$	35,94	43,13	51,75	51,75	51,75	51,75	51,75
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	8,83	97,13	185,43	273,73	362,03
Total	\$	48,13	55,32	72,77	161,07	249,37	337,67	425,97
	¢/kWh	7,70	7,38	7,28	8,05	8,31	8,44	8,52
<b>Écart</b>								
	\$	0,44	0,53	0,86	3,16	5,46	7,76	10,06
	%	0,9%	1,0%	1,2%	2,0%	2,2%	2,4%	2,4%

4.3 Veuillez préciser et justifier, le cas échéant si, selon le Distributeur, le maintien de la stratégie d’ajustement différencié des prix de l’énergie, mentionné à la référence (iii) devrait être conditionnel à la création d’un tarif D2.

**Réponse :**

1            **Considérant les impacts cumulés au cours des dernières années, notamment**  
 2            **pour les très grands consommateurs et tels qu’ils sont présentés à la page 38**  
 3            **de la présentation du 30 avril 2015<sup>3</sup>, le Distributeur est d’avis que le maintien de**  
 4            **la stratégie d’ajustement différencié des prix de l’énergie devrait être**  
 5            **conditionnel à la création d’un tarif D2. Des tarifs distincts pour les clients**  
 6            **facturés en énergie et pour ceux facturés en puissance et en énergie**  
 7            **permettraient de maintenir l’augmentation des prix davantage en 2<sup>e</sup> tranche et**  
 8            **de mieux refléter le coût de service, sans pour autant produire d’impacts indus**  
 9            **pour certains d’entre eux. Ainsi, le tarif D2 pourrait être une approche à**  
 10           **examiner pour mieux adapter la stratégie aux différentes clientèles.**

<sup>3</sup> Voir l’annexe A du présent document.

1 Notamment, le tarif D2 aurait l'avantage de répondre aux préoccupations de la  
2 clientèle agricole tout en évitant les inconvénients d'un tarif à l'usage.

3 Le Distributeur a produit aux pages 51 et 52 de la présentation du 30 avril 2015  
4 un exemple chiffré des impacts respectifs de la stratégie des dernières années  
5 avec le tarif D actuel (scénario représenté en bleu) et avec la création d'un tarif  
6 D2 (scénario représenté en mauve). Il appert de ce scénario que la création d'un  
7 tarif D2, qui permettrait un calibrage distinct des prix de l'énergie, atténuerait  
8 les impacts pour la clientèle facturée en puissance et en énergie tout en  
9 contribuant à l'objectif d'améliorer le signal de prix en énergie et en puissance.

### Tarifs domestiques – Facture minimale

5. Référence : Pièce B-0051, p. 16.

#### Préambule :

*« Le Distributeur estime que l'introduction d'une facture minimale aux tarifs domestiques mérite d'être explorée. Elle permettrait de mettre plus d'emphasis sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir, notamment les prix de l'énergie. Elle permettrait également de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale. »*

#### Demandes :

5.1 Veuillez indiquer quels sont les facteurs à considérer quant à l'implantation d'une facture minimale et pour déterminer à quel niveau devrait être fixé son seuil.

#### Réponse :

10 Qu'il s'agisse d'implanter une facture minimale ou d'apporter toute autre  
11 modification à la structure d'un tarif, plusieurs facteurs doivent être pris en  
12 considération puisque la modification d'une composante a inévitablement un  
13 impact sur les autres composantes et, ultimement, sur la facture des clients.  
14 Dans le contexte de la révision de la stratégie relative aux tarifs domestiques,  
15 l'adoption de différentes modifications à la structure des tarifs doit être  
16 analysée globalement afin de tenir compte de l'impact net des mesures  
17 adoptées. De plus, toute modification à la structure d'un tarif doit s'implanter  
18 progressivement en considérant toutes les autres modifications souhaitables  
19 afin d'éviter les chocs tarifaires pour certains clients.

20 Les principaux facteurs à considérer pour l'implantation d'une facture minimale  
21 est son niveau ou la couverture des coûts d'abonnement calculés selon la  
22 méthode de répartition des coûts approuvée par la Régie, et les impacts sur la



1 clientèle. Ces impacts pourraient par ailleurs être mitigés ou accentués par  
2 l'introduction d'autres modifications à la structure des tarifs et par la stratégie  
3 retenue pour l'ajustement des prix.

4 Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très  
5 petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le  
6 Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant  
7 permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un  
8 souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la  
9 compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre  
10 la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le  
11 service. À titre illustratif, dans le scénario présenté aux pages 47 et 48 de la  
12 présentation du 30 avril 2015<sup>4</sup>, une facture minimale couvrant les coûts  
13 d'abonnement s'élevait à 22,28 \$ par mois, ce qui, compte tenu de la redevance  
14 de 12,19 \$ par mois, représentait une consommation de 178 kWh par mois.

15 Dans la même optique de simplification, le Distributeur estime que la facture  
16 minimale devrait remplacer la redevance, auquel cas il serait nécessaire de  
17 déterminer comment les coûts autrement récupérés par l'entremise de la  
18 redevance devraient être récupérés au moyen des autres composantes du tarif.  
19 À titre illustratif, dans ce cas, une facture minimale de 22,28 \$ par mois  
20 représenterait, au prix actuel de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie, une consommation  
21 de 392 kWh par mois.

22 Dans la mesure où un tarif D2 serait parallèlement créé, le remplacement de la  
23 redevance par une facture minimale, combinée à une hausse du seuil de la  
24 1<sup>re</sup> tranche d'énergie, offrirait une flexibilité accrue au Distributeur pour  
25 poursuivre, voire même intensifier l'amélioration du signal de prix au tarif D1  
26 puisqu'une part plus importante des revenus proviendrait des prix d'énergie.  
27 Ainsi, le client non-contraint par la facture minimale aurait un tarif uniquement  
28 constitué de deux composantes sur lesquelles il peut agir, simplifiant le calcul  
29 et la compréhension de sa facture. De plus, en rehaussant le seuil de  
30 consommation de la 1<sup>re</sup> tranche, le signal de prix accru viserait une  
31 consommation plus ciblée et permettrait de protéger les petits consommateurs.  
32 Selon son volume de consommation, la facture d'un client ne pourrait  
33 comporter qu'un seul prix de l'énergie, répondant d'autant plus à l'attente de la  
34 clientèle pour la simplicité.

35 L'introduction d'une facture minimale n'irait pas à l'encontre de la  
36 préoccupation émise par décret par le gouvernement du Québec à l'endroit des  
37 MFR<sup>5</sup> puisque le Distributeur pourrait, sans compromettre l'objectif visé par la  
38 facture minimale, atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en

<sup>4</sup> Voir l'annexe A du présent document.

<sup>5</sup> Décret 841-2014 émis le 24 septembre 2014 par le gouvernement du Québec.

1 adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes. En effet, bien que  
2 le remplacement de la redevance par une facture minimale impliquerait  
3 nécessairement une hausse de l'un ou de l'autre des prix de l'énergie, le fait de  
4 faire porter davantage la hausse, qui y serait associée, sur le prix de la  
5 2<sup>e</sup> tranche plutôt que sur celui de la 1<sup>re</sup> tranche permettrait d'augmenter la  
6 contribution aux coûts fixes des très petits clients, d'améliorer le signal de prix  
7 et de continuer d'atténuer les impacts pour les MFR. De plus, le Distributeur  
8 rappelle qu'il répond de façon plus ciblée aux préoccupations du  
9 gouvernement concernant la capacité de payer des MFR au moyen de mesures  
10 non tarifaires.

11 Les impacts d'un scénario d'introduction d'une facture minimale ont été  
12 présentés à la page 48 de la présentation du 30 avril 2015<sup>6</sup>. Les résultats  
13 montrent qu'une facture minimale touche les très petits consommateurs et  
14 ceux qui ne consomment pas durant toute l'année, et ce, peu importe le  
15 segment de clientèle dans lequel ils se trouvent. Différents scénarios de facture  
16 minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une  
17 orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire.

5.2 Veuillez élaborer sur la forme que pourrait prendre la facture minimale, en indiquant notamment le nombre de kWh par jour qui pourraient être inclus, le cas échéant.

**Réponse :**

18 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.3 Veuillez indiquer quels segments de clientèle et combien de clients de chaque segment de clientèle pourraient être touchés par l'introduction d'une facture minimale.

**Réponse :**

19 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.4 Veuillez expliquer comment l'introduction d'une facture minimale peut s'inscrire par rapport à la préoccupation émise par décret par le gouvernement envers les MFR.

**Réponse :**

20 **Voir la réponse à la question 5.1.**

### **Tarifs domestiques – Hausse du seuil de la première tranche d'énergie**

6. **Références :** (i) Pièce B-0051, p. 20;

---

<sup>6</sup> Voir l'annexe A du présent document.

- (ii) Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 - Réponses aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16, p. 7;
- (iii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1<sup>re</sup> rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 58 et 59;
- (iv) Pièce B-0051, p. 18;
- (v) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2<sup>e</sup> rencontre : 12 juin 2015, Hydro Québec Distribution, p. 32.

**Préambule :**

- (i) « *Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1<sup>re</sup> tranche de consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de la capacité de payer des ménages.* »

« *Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1<sup>re</sup> tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2<sup>e</sup> tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention.* »

(ii)

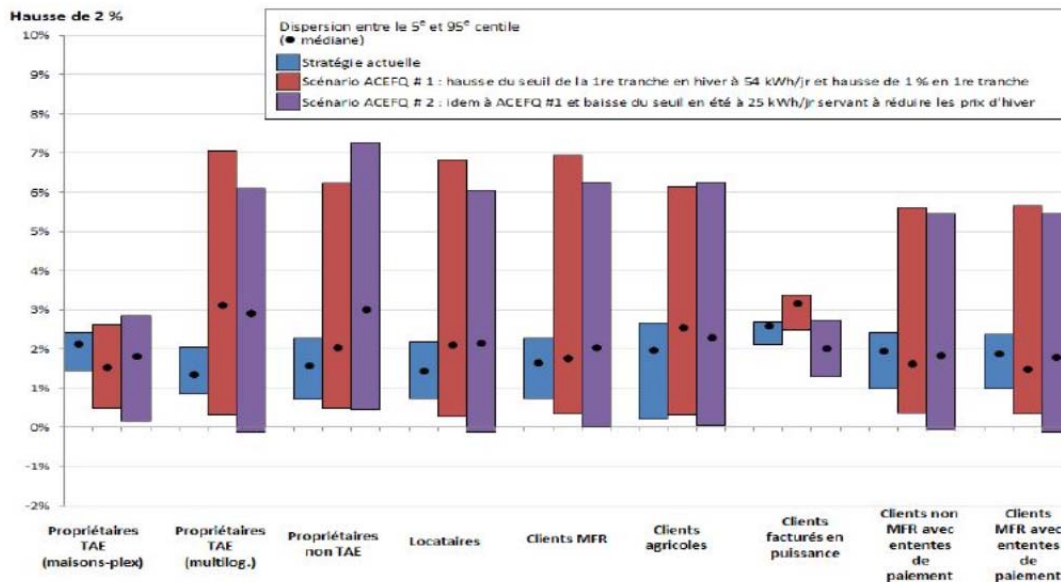
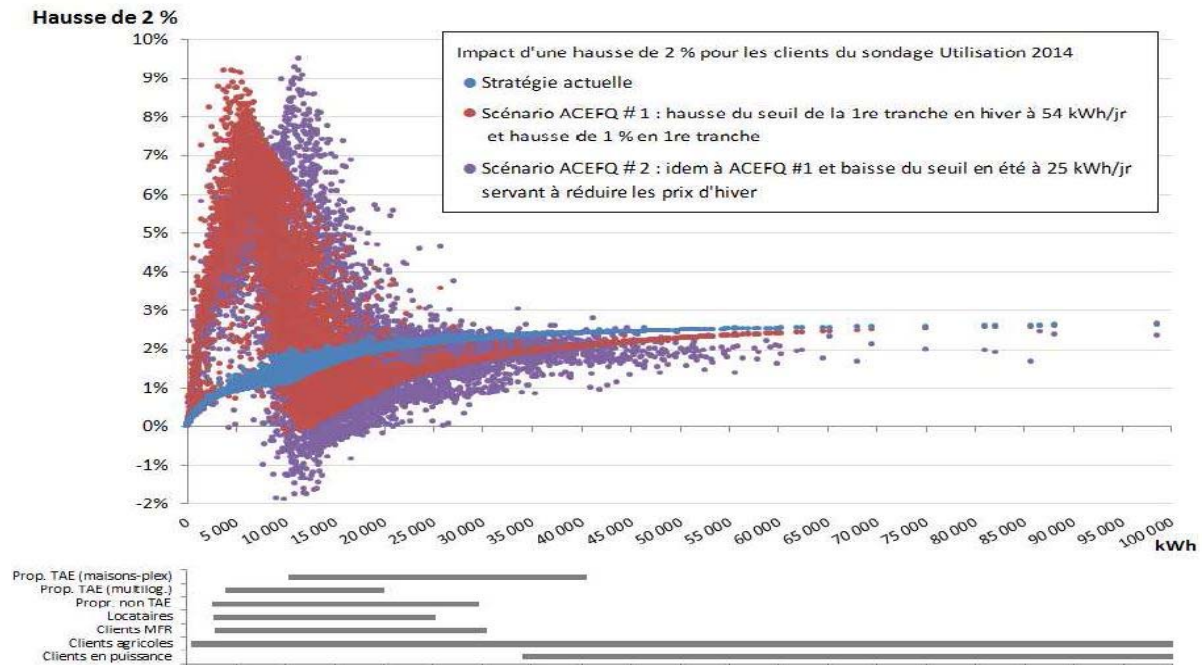
**Tableau E-3.1 :**

**Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)**

Segments	Nombre (milliers)	Consommation	Consommation	Consommation
		moyenne par jour par client (kWh année)	moyenne par jour par client (kWh hiver)	moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

- (iii) La Régie remarque que 8 des 18 distributeurs américains couverts par le balisage présenté en séance de travail ont une structure tarifaire et/ou des tarifs qui varient selon la saison.
- (iv) « *Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette proposition. De plus, une telle structure complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison.* »

- (v) La simulation du Distributeur d'une hausse saisonnière du seuil de la première tranche, présentée sous le titre scénario ACEFQ #1, reflète une hausse de la première tranche à 54 kWh/jr pour les mois d'hiver, accompagnée d'une augmentation de 20 % du prix de la 1re tranche, de 5,68 ¢/kWh à 6,84 ¢/kWh, et une hausse du prix de la 2e tranche de 3,6 %.



Demandes :

- 6.1 Veuillez préciser ce qu'envisage le Distributeur lorsqu'il suggère, à la référence (i), de hausser le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche pour capter une partie de la consommation associée au chauffage, particulièrement en ce qui a trait à l'amplitude de la hausse envisagée.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur aborde, à la section 5 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0051),**  
2 **les différents aspects des tarifs domestiques afin de contribuer à la réflexion**  
3 **sur la révision de la stratégie tarifaire pour les années à venir. Pour que soient**  
4 **bien interprétés les propos du Distributeur, il est important de rappeler**  
5 **quelques caractéristiques et objectifs visés par les tarifs domestiques actuels.**

6 **La structure à deux tranches de consommation à prix croissants est**  
7 **probablement l'aspect le plus distinctif des tarifs D et DM. Le Distributeur**  
8 **rappelle que la 1<sup>re</sup> tranche vise à couvrir les usages sur lesquels les clients**  
9 **peuvent moins agir, comme les usages de base et le chauffage de l'eau, alors**  
10 **que la 2<sup>e</sup> tranche vise à donner aux clients un signal de prix plus accentué pour**  
11 **les usages sur lesquels ils peuvent intervenir davantage. À cet égard, le**  
12 **Distributeur a exprimé l'avis qu'une 1<sup>re</sup> tranche de consommation à un prix plus**  
13 **faible contribue à alléger la facture d'électricité des MFR et répond en partie**  
14 **aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de la capacité de payer**  
15 **des ménages.**

16 **Même si le Distributeur considère que le seuil actuel de 30 kWh/jour est**  
17 **toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage (puisqu'il**  
18 **correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le**  
19 **chauffage des locaux), il reconnaît également que tout exercice ayant pour**  
20 **objectif de définir empiriquement une consommation associée aux usages**  
21 **autres que le chauffage est subjectif. Lors des séances de travail, le**  
22 **Distributeur a expliqué que le seuil actuel de la 1<sup>re</sup> tranche représente une**  
23 **allocation universelle, tout au long de l'année, un concept simple et compris**  
24 **par la clientèle, et que les usages couverts peuvent être diversifiés selon le**  
25 **profil propre à chaque client.**

26 **C'est dans ce contexte spécifique et avec la volonté d'alléger la facture des**  
27 **MFR que le Distributeur est sensible aux arguments de certains intervenants et**  
28 **se dit disposé à explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche**  
29 **pour y capter la partie de la consommation associée au chauffage sur laquelle**  
30 **les consommateurs peuvent moins agir. De plus, comme les besoins de**  
31 **chauffage au Québec s'étendent bien au-delà de la « période d'hiver » au sens**  
32 **des Tarifs, un tel ajustement devrait s'appliquer toute l'année. Enfin, une**  
33 **hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche réduirait la proportion de la consommation**  
34 **totale au tarif D facturée en 2<sup>e</sup> tranche, actuellement d'environ 50 %, et**  
35 **apporterait plus de flexibilité pour l'application de la stratégie visant à refléter le**  
36 **coût marginal. En effet, le transfert d'une partie de la consommation facturée en**

1            **2<sup>e</sup> tranche vers la 1<sup>re</sup> tranche atténuerait les impacts de l'accroissement du**  
2            **signal de prix.**

6.2 Considérant le profil saisonnier de la consommation présenté à la référence (ii) et l'observation notée à la référence (iii), veuillez confirmer si, en faisant abstraction de la dispersion des impacts mentionnée à la référence (iv), une hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche pour capter la notion de chauffage de base devrait normalement s'appliquer uniquement pour les mois d'hiver. Veuillez commenter.

Réponse :

3            **Tant pour le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie que pour les prix, l'ajout d'un**  
4            **caractère saisonnier aux tarifs de base afin de mieux répondre aux besoins de**  
5            **gestion de la puissance en période d'hiver n'est pas retenu par le Distributeur.**  
6            **Cette avenue complexifierait la structure tarifaire et son application, la rendant**  
7            **moins compréhensible pour les clients. De plus, dépendamment de la stratégie**  
8            **d'ajustement des prix qui y serait combinée, une structure saisonnière pourrait**  
9            **générer d'importants impacts tarifaires pour la clientèle.**

10           **Chaque distributeur d'électricité doit adapter son offre tarifaire à son contexte**  
11           **spécifique. Aux fins de la gestion de la demande, le Distributeur offre déjà une**  
12           **option de tarification différenciée dans le temps selon la température (tarif DT)**  
13           **pour ses clients disposant d'un système biénergie. Par ailleurs, il privilégie les**  
14           **programmes commerciaux pour certaines mesures de gestion de la demande**  
15           **en puissance afin de cibler les clients les plus aptes à réagir au signal de prix et**  
16           **de les rémunérer s'ils y participent plutôt que de pénaliser ceux qui ne le font**  
17           **pas.**

6.3 Veuillez indiquer si la grande dispersion des impacts mentionnée par le Distributeur à la référence (iv) fait référence aux résultats de simulations présentés à la référence (v). Sinon, veuillez commenter.

Réponse :

18           **Le commentaire présenté à la référence (iv) est général et reflète la grande**  
19           **diversité de la consommation au tarif domestique, et ce, au sein d'un même**  
20           **segment de clientèle. Les résultats présentés à la référence (v) n'en sont**  
21           **qu'une démonstration.**

22           **Outre la dispersion des impacts, la complexité des tarifs et de leur application**  
23           **serait accrue par des tarifs saisonniers, ce qui va à l'encontre de l'attente des**  
24           **clients pour la simplicité des tarifs.**

6.4 Veuillez calculer et présenter les impacts, par tranche de consommation et par segment de clientèle, d'une hausse de la 1<sup>re</sup> tranche limitée à 40 kWh/j pour les mois d'hiver seulement, compensée par une hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie 2 fois plus importante que pour la 1<sup>re</sup> tranche. Veuillez présenter les mises à jour des graphiques de la référence (v) selon ces hypothèses et commenter.

**Réponse :**

1 **Compte tenu de la multitude de scénarios qui pourraient être demandés par la**  
2 **Régie et les intervenants relativement aux tarifs domestiques et dans le**  
3 **contexte où le Distributeur demande à la Régie de confirmer les orientations**  
4 **qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier**  
5 **tarifaire 2017-2018, le Distributeur choisit à ce stade-ci de s'en tenir à une**  
6 **analyse qualitative des impacts du scénario demandé. Il est également possible**  
7 **de tirer des conclusions sur des scénarios alternatifs à partir des scénarios**  
8 **analysés et de l'ensemble de l'information présentée dans le cadre des séances**  
9 **de travail.**

10 **Tout client qui consomme sous un seuil rehaussé de la 1<sup>re</sup> tranche, peu importe**  
11 **le niveau exact de ce seuil et le segment dans lequel le client se situe, est**  
12 **potentiellement avantageux. Ce sont toutefois l'ajustement des prix et les autres**  
13 **modifications qui y seront combinées qui détermineront s'il le sera ultimement.**  
14 **En effet, toute hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche nécessitera, à revenus**  
15 **constants, une hausse des prix pour compenser les revenus moindres**  
16 **associés au passage de kWh du prix de la 2<sup>e</sup> tranche au prix de la 1<sup>re</sup> tranche. À**  
17 **titre d'exemple, les scénarios proposés par l'ACEF de Québec (scénario**  
18 **représenté en rouge aux pages 30 à 33 du document de présentation de la**  
19 **séance de travail du 12 juin 2015)<sup>7</sup> visent à protéger les plus petits**  
20 **consommateurs et les MFR, mais la hausse plus importante du prix de la**  
21 **1<sup>re</sup> tranche en hiver associée au seuil rehaussé en hiver a plutôt l'effet contraire**  
22 **en les affectant considérablement. Il s'agit ici d'une autre illustration de**  
23 **l'importance de considérer globalement toutes les modifications afin de bien en**  
24 **saisir les impacts finaux et de les atténuer, le cas échéant.**

25 **Dans l'optique où une hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche est considérée pour**  
26 **atténuer les impacts pour les MFR, le Distributeur est d'avis qu'une hausse du**  
27 **prix plus importante en 2<sup>e</sup> tranche qu'en 1<sup>re</sup> tranche parviendrait davantage.**  
28 **Néanmoins, à l'instar de la stratégie appliquée ces dernières années, certains**  
29 **MFR seraient touchés par la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche en raison de leur**  
30 **consommation élevée. Le Distributeur rappelle qu'il répond de façon plus**  
31 **ciblée à la préoccupation du gouvernement du Québec de tenir compte de la**  
32 **capacité de payer des MFR au moyen de mesures non tarifaires.**

33 **En statuant d'abord sur les objectifs visés et les grandes orientations, le**  
34 **Distributeur sera davantage en mesure de développer, dans le prochain dossier**  
35 **tarifaire, des scénarios qui y répondent globalement.**

6.5 Veuillez indiquer quels segments de clientèle de la référence (ii) et combien de clients de chaque segment de clientèle pourraient être avantageux par cette hausse du seuil de

<sup>7</sup> Voir l'annexe A du présent document.

la 1<sup>re</sup> tranche telle que décrite à la question précédente. Veuillez quantifier les changements du coût de la facture moyenne pour chaque segment de clientèle et par tranche de consommation. Veuillez commenter.

**Réponse :**

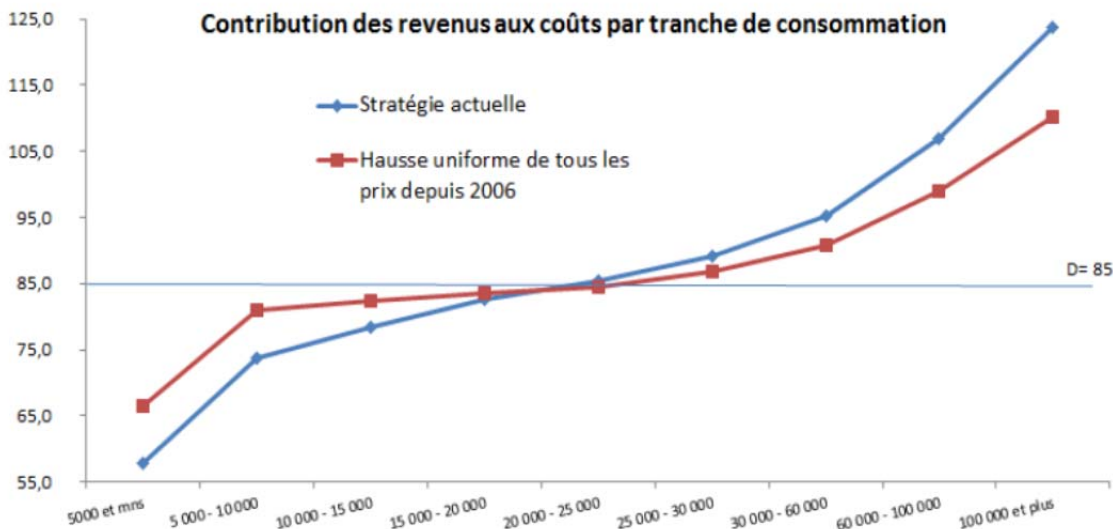
- 1 **Voir la réponse à la question 6.4.**

**Tarifs domestiques – Tarif grands consommateurs (avec puissance facturée)**

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0051, p. 38;
  - (ii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1<sup>re</sup> rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 11;
  - (iii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1<sup>re</sup> rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 38;
  - (iv) Pièce B-0051, p. 15.

**Préambule :**

- (i) Le Tableau A-9 fournit le nombre d'abonnements, la consommation annuelle et les revenus tirés de la clientèle résidentielle et agricole avec puissance facturée.
- (ii) Le graphique et les informations de la page 11 donnent un portrait de la clientèle « grands consommateurs ».
- (iii)



- (iv) « un tarif domestique distinct à l'intention de la clientèle de plus de 50 kW (tarif D2) pourrait être une approche intéressante à examiner. Cette approche permettrait, à la lumière de ce qui se fait aux tarifs généraux, d'envisager une stratégie tarifaire adaptée à leur niveau de consommation tout en assurant un meilleur reflet du coût de service. En outre, elle aurait l'avantage d'offrir plus de liberté d'action dans l'élaboration de la



*stratégie tarifaire pour la clientèle facturée seulement en énergie. Par exemple, une stratégie proposant une hausse plus élevée du prix de la 2e tranche aux tarifs D et DM qu'à celui de la première pourrait alors continuer d'être appliquée sans produire d'impacts indus. »*

**Demands :**

- 7.1 Veuillez préciser si tous les clients de la catégorie « grands consommateurs » de la référence (ii) font partie des clients facturés pour la puissance au tarif D et DM présentés à la référence (i) et vice-versa. Sinon, veuillez fournir les données concernant le nombre d'abonnements, la consommation et les revenus pour ces deux groupes.

**Réponse :**

1           **Outre le fait que le tableau et la figure des références (i) et (ii) ont été réalisés**  
2           **avec des données de facturation couvrant des périodes différentes**  
3           **(respectivement l'année 2014 et l'année 2013), le Distributeur confirme que les**  
4           **grands consommateurs de la référence (ii) correspondent aux clients facturés**  
5           **en puissance et en énergie au tarif D présentés à la référence (i). Le terme**  
6           **« grands consommateurs » ne correspond pas à un volume de consommation**  
7           **d'énergie, mais plutôt aux clients de plus de 50 kW facturés en puissance et en**  
8           **énergie.**

- 7.2 Veuillez expliquer comment ont été établies les données ayant servi à la production des courbes de la contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation de la référence (iii). En particulier, veuillez préciser si les coûts de service utilisés pour chaque tranche de consommation sont basés sur le coût moyen de la catégorie de consommateurs domestiques ou sur une autre méthode.

**Réponse :**

9           **Les coûts de service par tranches de consommation ont été établis en**  
10           **appliquant la méthode de répartition approuvée par la Régie à chacune de ces**  
11           **tranches, et ce, en fonction notamment des caractéristiques de consommation**  
12           **propres des clients de ces tranches. Il s'agit de l'extension de l'application de**  
13           **la méthode de répartition du coût de service à chacune des tranches. Les**  
14           **revenus par tranches de consommation des courbes « Stratégie actuelle » et**  
15           **« Hausse uniforme de tous les prix depuis 2006 » sont les mêmes que ceux**  
16           **utilisés dans les autres graphiques de la page 38 du document de présentation**  
17           **de la séance de travail du 30 avril 2015 (référence (iii)).**

- 7.3 Veuillez préciser comment les coûts liés à la puissance ont été pris en compte pour chaque tranche de consommation. Veuillez fournir les données pour chacun des points de la courbe en précisant la consommation moyenne et médiane de chaque tranche de consommation, les revenus par kWh et les coûts par kWh.

Réponse :

1 Les coûts de puissance ont été attribués aux tranches de consommation en  
2 fonction du facteur de répartition approuvé pour chacune des fonctions  
3 (fourniture, transport et distribution).

4 Voir également les réponses aux questions 1.2, 7.1 et 7.2.

5 Le tableau R-7.3 présente, pour chacune des tranches de consommation, les  
6 consommations unitaires ainsi que les coûts et les revenus unitaires moyens.  
7 Comme il s'agit d'un exercice de répartition de coût moyen, les consommations  
8 médianes ne sont pas disponibles.

**TABLEAU R-7.3 :**  
**DONNÉES PAR TRANCHES DE CONSOMMATION**

Tranches de consommation (kWh-an)	Consommation unitaire moyenne (kWh)	Coûts	Revenus	
			Stratégie actuelle	Hausse uniforme
			(¢/kWh)	
5000 et moins	2 488	22,51	13,17	15,17
5 000 - 10 000	7 719	11,81	8,81	9,69
10 000 - 15 000	12 459	10,35	8,22	8,64
15 000 - 20 000	17 578	9,75	8,16	8,26
20 000 - 25 000	22 592	9,49	8,21	8,12
25 000 - 30 000	27 455	9,19	8,30	8,08
30 000 - 60 000	37 013	8,70	8,39	8,00
60 000 - 100 000	72 102	7,77	8,41	7,79
100 000 et plus	168 041	6,78	8,50	7,56

7.4 Veuillez préciser si les coûts fixes associés à un grand consommateur aux tarifs domestiques (100 000 kWh-an et plus) diffèrent de ceux associés à un petit consommateur (5 000 kWh-an et moins). Veuillez expliquer en donnant les données pertinentes et préciser si cela est pris en compte par le graphique de la référence (iii).

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 1.2 pour la notion de coûts fixes.

10 Les coûts associés aux composantes énergie, puissance, abonnement et  
11 spécifique ont été attribués aux tranches de consommation en proportion des  
12 facteurs de répartition propres à chacune des fonctions.

13 Le tableau R-7.4 présente les résultats par composantes pour les tranches de  
14 consommation annuelle 5 000 kWh et moins et 100 000 kWh et plus.

**TABLEAU R-7.4 :  
COÛTS PAR COMPOSANTES**

Tranches de consommation (kWh-an)	Coûts par composantes (M\$)				
	Énergie	Puissance	Abonnement	Spécifique	Total
<b>en M\$</b>					
5000 et moins	33,4	55,1	129,9	17,6	236,1
100 000 et plus	140,6	216,1	199,5	26,8	582,9
<b>en ¢/kWh</b>					
5000 et moins	3,19	5,26	12,39	1,68	22,51
100 000 et plus	3,17	3,26	0,34	0,02	6,78
<b>en %</b>					
5000 et moins	14%	23%	55%	7%	100%
100 000 et plus	47%	48%	5%	0%	100%

7.5 Veuillez fournir le profil des clients de la catégorie « grands consommateurs » tel que présenté à la référence (ii), notamment le ratio hiver/été, distinctement pour les clients agricoles et les clients résidentiels. Veuillez fournir les données quant au nombre de clients et la consommation moyenne pour chacune des strates de consommation.

**Réponse :**

- 1 **À la référence (ii), le ratio hiver/été présenté correspond à celui de la clientèle**
- 2 **résidentielle de la catégorie « grands consommateurs ».**
- 3 **Le tableau R-7.5-A présente les profils des clients de la catégorie distinctement**
- 4 **pour les clients agricoles et les clients résidentiels.**

**TABLEAU R-7.5-A :  
PROFILS DES CLIENTS DE LA CATÉGORIE « GRANDS CONSOMMATEURS »**

	Clients agricoles	Clients résidentiels
Nombre de clients (%)	0,05%	0,09%
Consommation (%)	0,60%	1,20%
Clients avec une consommation fortement corrélée à la température (%)	39%	79%
Consommation moyenne (KWh/année)	196 778	240 781
Ratio hiver/été	1,1	1,8

- 5 **Le tableau R-7.5-B présente le nombre de clients et la consommation moyenne**
- 6 **par tranches de consommation pour la catégorie « grands consommateurs »**
- 7 **distinctement pour les clients agricoles et les clients résidentiels.**

**TABLEAU R-7.5-B :**  
**NOMBRE DE CLIENTS ET CONSOMMATION MOYENNE PAR TRANCHES DE CONSOMMATION**  
**POUR LA CATÉGORIE « GRANDS CONSOMMATEURS »**

Tranche de consommation	Nombre	kWh moyen
<b>Clients agricoles</b>		
KWh < 50 000	271	27 894
50 000 <= KWh < 100 000	231	70 992
100 000 <= KWh < 200 000	620	154 429
200 000 <= KWh < 400 000	572	270 578
400 000 <= KWh < 600 000	100	480 825
600 000 <= KWh < 800 000	21	690 070
800 000 <= KWh < 1 000 000	9	924 492
1 000 000 et plus	7	2 132 925
<b>Clients résidentiels</b>		
KWh < 50 000	215	23 014
50 000 <= KWh < 100 000	560	75 488
100 000 <= KWh < 200 000	1 225	145 684
200 000 <= KWh < 400 000	838	273 677
400 000 <= KWh < 600 000	221	486 729
600 000 <= KWh < 800 000	116	696 534
800 000 <= KWh < 1 000 000	53	909 586
1 000 000 <= KWh < 1 200 000	25	1 066 074
1 200 000 et plus	42	1 788 664

7.6 Veuillez présenter en quoi pourrait constituer un tarif D2, mentionné à la référence (iv), pour les clients en puissance et définir quels pourraient en être les principaux paramètres.

**Réponse :**

1           **Tel qu'il est mentionné en réponse à la question 4.3, la création d'un tarif D2**  
 2           **permettrait de séparer les clients facturés en puissance et en énergie de ceux**  
 3           **facturés uniquement en énergie afin d'appliquer une stratégie tarifaire mieux**  
 4           **adaptée à cette clientèle. Ainsi, le seuil de 50 kW de facturation de la puissance**  
 5           **constituerait le seuil d'admissibilité à ce tarif. Selon les données actuelles,**  
 6           **environ 5 000 clients aux tarifs D et DM seraient admissibles à ce tarif. Le**  
 7           **portrait de cette clientèle a été présenté lors de la séance de travail du 30 avril**  
 8           **2015 (voir la page 11 de l'annexe A du présent document).**

9           **Cette seule séparation permettrait, dans un premier temps, de calibrer le tarif**  
 10           **D2, toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire en appliquant la même**  
 11           **stratégie aux mêmes composantes que celles du tarif D actuel, de manière à**  
 12           **générer la hausse tarifaire moyenne et ainsi d'atténuer les impacts de la hausse**  
 13           **sur cette clientèle. Un exemple chiffré de ces affirmations est présenté aux**

1 pages 51 et 52 (scénario représenté en mauve) de la présentation du 30 avril  
2 2015<sup>8</sup>. Comme anticipé, les impacts pour les clients du tarif D2 seraient moins  
3 importants (voir également la réponse à la question 3.4). Puisque la clientèle  
4 facturée en puissance et en énergie représente une portion négligeable des  
5 clients au tarif D (0,1 % des abonnements et 1,9 % des revenus), la création du  
6 tarif D2 n'aurait aucun impact perceptible pour le reste de la clientèle du tarif D,  
7 les prix du tarif D1 demeurant inchangés par rapport à ceux résultant de la  
8 stratégie appliquée ces dernières années.

9 La structure du tarif D2 pourrait par la suite évoluer graduellement de la  
10 structure actuelle du tarif D vers un tarif à l'image du tarif M. Compte tenu du  
11 poids relativement faible des revenus générés par la redevance et le prix de la  
12 1<sup>re</sup> tranche d'énergie pour cette clientèle, le Distributeur considère que le  
13 tarif D2 ne devrait pas inclure de redevance d'abonnement et, à la limite,  
14 aucune facture minimale. À terme, il pourrait être constitué d'un seul prix  
15 d'énergie et d'une seule prime de puissance. Comme le poids de l'énergie est  
16 globalement très élevé (plus de 90 %) pour une clientèle apte à gérer ses appels  
17 de puissance, il pourrait être envisagé de hausser la prime de puissance ou de  
18 réduire le seuil de la facturation de la puissance afin d'accroître le signal de  
19 prix en puissance et d'inciter ces clients à mieux gérer leur puissance en tout  
20 temps. Contrairement à la situation actuelle, une éventuelle hausse de la prime  
21 de puissance ou une baisse du seuil de facturation de la puissance serait  
22 compensée au tarif D2 par une baisse du prix de l'énergie uniquement à ce tarif,  
23 évitant ainsi des impacts indus.

24 À l'instar des clients des tarifs DM et DT, les clients du tarif D2 continueraient  
25 d'être au sein de la catégorie domestique. Ainsi, la création du tarif D2 n'aurait  
26 aucun impact sur l'indice d'interfinancement, mais elle permettrait néanmoins  
27 d'abaisser la contribution pour couvrir les coûts de ces clients.

7.7 Veuillez présenter les avantages pour les clients en puissance d'un tarif D2. Veuillez  
fournir des exemples chiffrés pour différents niveaux de consommation d'énergie et de  
puissance facturée.

**Réponse :**

28 Voir le 1<sup>er</sup> paragraphe de la réponse à la question 6.4.

29 Voir également la réponse à la question 7.6.

7.8 Veuillez indiquer si la création d'un tarif D2 pourrait avoir un impact positif ou négatif  
pour le reste de la clientèle du tarif D, et si oui, lequel.

---

<sup>8</sup> Voir l'annexe A du présent document.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 7.6.**

7.9 Veuillez préciser comment l'interfinancement serait appliqué entre les tarifs D1 et D2 et quel impact la création d'un tarif D2 pourrait avoir sur l'indice d'interfinancement des tarifs domestiques.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 7.6.**

7.10 Veuillez indiquer si la création d'un tarif D2 distinct a pour but d'éventuellement concentrer les hausses tarifaires sur les coûts de puissance plutôt que celui de l'énergie. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une telle approche.

**Réponse :**

3 **Voir la réponse à la question 7.6.**

**Tarifs domestiques - Tarif pour les exploitations agricoles**

8. **Références :**
- (i) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1<sup>re</sup> rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 5 et 10;
  - (ii) Pièce B-0051, p. 18.

**Préambule :**

- (i) Selon le portrait de la clientèle présenté à la séance de travail du 30 avril 2015, pour le plus grand groupe de clients, les propriétaires – maisons, Duplex, Triplex – TAE (1,5 millions de clients), le ratio hiver/été est de 2,3. Pour la clientèle agricole, il est de 1,3.
- (ii) « *Ainsi, la clientèle agricole dans son ensemble ne présente pas des caractéristiques différentes, en ce qui a trait à la consommation et aux coûts, de celles de la clientèle résidentielle qui pourraient justifier l'introduction d'une tarification spécifique ou un prix plus faible de l'électricité.* »

**Demandes :**

8.1 Veuillez préciser si, compte tenu que les bilans offre - demande en énergie et en puissance du Distributeur présentent des déficits en période d'hiver, le coût de service, pour une tranche de consommation similaire, peut être plus élevé pour un client ayant un profil de consommation hiver/été de 2,3 par rapport à un client qui a un profil de consommation de 1,3 tel qu'il apparaît à la référence (i). Veuillez commenter.

**Réponse :**

1           **Pour une tranche de consommation similaire, un client avec un moins bon**  
2           **facteur d'utilisation (c.-à-d. un ratio hiver/été plus élevé) se verra en effet**  
3           **attribuer davantage de coûts de puissance en fonction de la méthode de**  
4           **répartition des coûts de service approuvée. Comme les tarifs tiennent compte**  
5           **du volume de consommation, du facteur d'utilisation et du niveau de tension,**  
6           **ils permettent déjà de refléter cette situation. Ainsi, ce même client paiera, par**  
7           **le truchement du tarif, un prix unitaire plus élevé. Inversement, les clients dont**  
8           **les charges sont stables et avec un meilleur facteur d'utilisation se voient**  
9           **attribuer moins de coûts et assument un prix unitaire plus faible.**

10           **C'est en raison de cette adéquation que le Distributeur peut affirmer qu'un tarif**  
11           **distinct pour les grands consommateurs domestiques (D2) composé d'un prix**  
12           **de l'énergie et d'une prime de puissance, à l'instar des tarifs généraux, serait**  
13           **adapté à la multitude de profils de consommation des grands consommateurs,**  
14           **qu'ils soient résidentiels ou agricoles.**

15           **En plus de présenter l'avantage d'être basé sur un critère clair et précis, à**  
16           **savoir l'appel de puissance, un tarif D2 permettrait également de mieux**  
17           **répondre aux préoccupations particulières de ce segment de consommateurs,**  
18           **notamment celle des grands consommateurs agricoles d'avoir eu des impacts**  
19           **tarifaires plus importants que la clientèle résidentielle au cours des dernières**  
20           **années. Ces avantages sont possibles sans renoncer à l'amélioration du signal**  
21           **de prix.**

22           **Ainsi, et compte tenu par ailleurs des inconvénients non négligeables associés**  
23           **à une tarification à l'usage, notamment pour l'application tarifaire, il n'est pas**  
24           **justifié d'introduire un tarif spécifique pour les exploitations agricoles.**

25           **Voir également la réponse à la question 4.3.**

8.2    Veuillez justifier l'affirmation de la référence (ii) concernant la clientèle agricole compte tenu de la différence de profil saisonnier présentée à la référence (i).

**Réponse :**

26           **Voir la réponse à la question 8.1.**

8.3    En ce qui a trait au tarif D2, veuillez élaborer sur l'opportunité de l'offrir non seulement aux clients facturés en puissance, mais également aux grands consommateurs ayant un bon facteur d'utilisation.

**Réponse :**

27           **Comme mentionné en réponse à la question 7.1, le terme « grands**  
28           **consommateurs » est équivalent à celui de « clients facturés en puissance et en**  
29           **énergie ».**

1 Par ailleurs, tel qu'il est mentionné en réponse à la question 7.6, le tarif D2  
2 permettrait d'améliorer le signal de prix en puissance pour les clients aptes à  
3 gérer leur puissance. Considérant cet objectif, le Distributeur estime qu'il serait  
4 contre-intuitif de le réserver aux clients ayant déjà un bon facteur d'utilisation.  
5 De plus, l'admissibilité à un tarif sur la base d'un critère clair et précis, tel qu'un  
6 appel de puissance, permet de faciliter grandement la compréhension par la  
7 clientèle et l'application par le Distributeur.

### Tarifs domestiques – Recours à des programmes de gestion de la consommation

9. **Références :**
- (i) Pièce B-0051, p. 16;
  - (ii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2e rencontre : 12 juin 2015, Hydro Québec Distribution, p. 16;
  - (iii) Site web de l'association PLMA – (Peak Load Management Alliance)  
le 28 avril 2015 : <http://www.peakload.org/?page=Award12>;
  - (iv) Site web de Baltimore Gas & Electric – programme BGE Smart Energy Rewards : <http://www.bge.com/smartenergy/smart-energy-rewards/pages/default.aspx> ;
  - (v) Pièce B-0042, p. 18;
  - (vi) Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 - Réponses aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16, p. 16.

#### Préambule :

- (i) « Par ailleurs, les tarifs de base offerts à l'ensemble de la clientèle ne constituent pas l'outil tarifaire adéquat pour, par exemple, transmettre un signal de prix en temps réel dans le but d'adresser des problématiques de fine pointe. En effet, outre les impacts tarifaires qu'elle occasionnerait inévitablement, l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps (TDT) obligatoire pour l'ensemble de la clientèle domestique représenterait des bouleversements importants et nécessiterait beaucoup d'adaptations alors que peu de clients voudraient ou seraient en mesure de réagir au signal de prix. »

« En comparaison, les programmes commerciaux sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe. De plus, ils sont généralement mieux acceptés par leur approche plus directe qui récompense le client pour ses gestes. »

- (ii) « Options tarifaires et mesures de gestion de la demande en puissance (ex. chauffe-eau)
- Plus ciblées;
  - Sur une base volontaire;
  - Évite de modifier le tarif de base, pratique de l'industrie est de l'offrir en option, généralement un crédit plutôt qu'une pénalité;
  - Minimise les impacts sur le confort des clients ».



- (iii) La Régie constate que Baltimore Gas & Electric semblent connaître un certain succès avec son programme de réduction de la demande de pointe tel le rapportait l'association PLMA – (Peak Load Management Alliance) le 28 avril 2015 : <http://www.peakload.org/?page=Award12>

*« Program Pacesetter - Utility: Baltimore Gas & Electric PeakRewards. This program has demonstrated the ability for a residential demand response program to thrive over a period of years, make effective use of rapidly evolving technology, and do so while achieving a 92% customer satisfaction rate. The program currently serves 320,000 customer homes providing 417 MW of direct load control, has been successfully integrated into BGE's behavioral demand response program and continues to engage customers with new features including PeakRewards mobile applications & Wi-Fi thermostats. »*

- (iv) Le programme comprend deux volets : un volet de gestion automatisée des systèmes de climatisation (Peak Rewards) et un volet entièrement discrétionnaire (BCE Smart Energy Rewards for Energy Savings Day). Le premier s'apparente au programme de chauffe-eau interruptibles. Le second permet de recevoir une alerte annonçant les Energy Savings Day durant lesquels un consommateur qui choisit de réduire volontairement sa consommation d'énergie de quelque façon qu'il choisit recevra un rabais de 1,25 \$ pour chaque kWh de réduction de consommation, basée sur sa consommation typique.

- (v) Sensibilisation à la pointe hivernale :

*« Pour l'hiver 2015-2016, le Distributeur mettra en place une campagne pour préparer la population à l'arrivée du nouveau programme de gestion de la demande en puissance. Il développera un nouveau concept de sensibilisation en mettant l'emphase sur des plateformes de communication plus variées et interactives (vidéo, Web série, etc.) et en expliquant les notions de puissance et de pointes hivernales de façon plus ludique et éducative. Ces stratégies de sensibilisation seront complémentaires à la campagne de communication qui sera réalisée en support au déploiement du nouveau programme Charges interruptibles résidentielles. »*

- (vi) La Régie remarque au Tableau E-15-I que 334 000 clients, représentant 9,8 % des clients résidentiels, consomment plus de 151 kWh/jour en moyenne durant les 121 jours d'hiver et de ce fait, ont sans doute le plus de marge de manœuvre pour contribuer à la gestion de la demande à la pointe.

#### **Demandes :**

- 9.1 Outre le programme de chauffe-eau interruptibles, veuillez indiquer si le Distributeur étudie d'autres programmes de gestion de la demande en période de pointe destinée au marché résidentiel et de nature tarifaire. Si oui, veuillez élaborer et indiquer quel pourrait en être l'horizon d'introduction.

#### **Réponse :**

- 1 **La stratégie du Distributeur en matière de gestion de la demande en puissance**  
2 **(GDP) consiste à déployer de nouvelles interventions dans tous les marchés en**  
3 **s'assurant que le portefeuille d'interventions soit rentable, que la reprise après**  
4 **pointe se fasse de façon à éviter la création d'une nouvelle pointe sur le réseau**

1 et que le degré d'inconfort du client participant soit minimisé. Le Distributeur  
2 est ouvert à toute nouvelle opportunité qui s'inscrit dans ce cadre.

3 Au marché résidentiel, le programme de charges interruptibles est appelé à  
4 évoluer dans le temps. La première phase de ce programme cible la gestion à  
5 distance des chauffe-eau en raison de son potentiel commercial intéressant  
6 compte tenu, entre autres, du fait qu'il n'altère pas le confort du client  
7 participant et que celui-ci reçoit, en prime, une rémunération pour son geste.  
8 Par la suite, d'autres charges pourront s'ajouter, par exemple la gestion  
9 automatisée de la chauffe du garage, également peu contraignante pour le  
10 client.

11 En parallèle, la sensibilisation de l'ensemble des clients à l'importance de  
12 réduire leur consommation lors de périodes de grands froids vise à informer  
13 les participants potentiels des avantages de poser des gestes en ce sens et à  
14 les motiver de participer aux programmes de GDP.

15 Le Distributeur réitère que les programmes commerciaux sont mieux adaptés  
16 que les mesures tarifaires pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les  
17 clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de GDP.

9.2 Veuillez prendre connaissance du programme de BGE et commenter sur les mérites et les inconvénients du programme, du point de vue du Distributeur.

**Réponse :**

18 Le volet automatisé du programme BGE s'apparente au programme de  
19 chauffe-eau interruptibles que le Distributeur s'apprête à lancer, à la différence  
20 qu'il s'applique non seulement aux chauffe-eau, mais également à la  
21 climatisation pour la gestion de la pointe estivale.

22 Quant au volet purement volontaire, il s'apparente à un appel à la population  
23 avec compensation financière en fonction du résultat obtenu, soit 1,25 \$ du  
24 kWh économisé pendant la période de pointe. Pour obtenir une rémunération  
25 qui varie entre 5 et 8 \$ par jour d'alerte, le participant doit poser des gestes  
26 dont le principal consiste à diminuer sa climatisation.

27 La mise en place d'un tel volet volontaire au Québec pourrait cannibaliser les  
28 appels au public traditionnels. Bien qu'ils ne soient pas un moyen pouvant être  
29 inscrit au bilan sur une base prévisionnelle, ces appels constituent une option  
30 de dernier recours très efficace.

31 La stratégie du Distributeur s'inscrit davantage dans une démarche de  
32 sensibilisation de la clientèle à la GDP par l'introduction, dans un premier  
33 temps, de solutions simples, faciles à déployer et ayant le moins d'impact  
34 possible sur la clientèle.

1           **En conséquence, le Distributeur est d'avis qu'à court terme, les moyens décrits**  
2           **à la réponse à la question 27.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**  
3           **Régie, à la pièce HQD-16, document 1 (B-0086) sont adéquats. Toutefois, le**  
4           **Distributeur poursuit son travail en vue d'intensifier ses efforts pour favoriser**  
5           **le développement d'interventions en GDP.**

9.3 Veuillez indiquer si une variante du programme volontaire pour les jours de haute demande à la pointe (Energy Savings Day) pourrait être appliquée chez le Distributeur. Veuillez commenter et justifier.

**Réponse :**

6           **Voir la réponse à la question 9.2.**

9.4 Le cas échéant, et en tenant compte de la forte hausse du coût évité de long terme de la puissance, veuillez indiquer sur quelles bases et à quel niveau, de façon approximative, pourrait être fixé le crédit pour chaque kWh de consommation réduite.

**Réponse :**

7           **Voir la réponse à la question 9.2.**

9.5 Veuillez élaborer sur l'intérêt de renforcer la sensibilisation à la pointe hivernale et la participation au programme de charges interruptibles résidentielles, tel que présenté à la référence (v), par un signal de coût plus élevé qui s'appliquerait uniquement pendant les heures critiques (par exemple, les 100 heures les plus chargées) et uniquement sur la portion de consommation au-delà d'un seuil élevé de consommation unitaire par jour à déterminer.

**Réponse :**

8           **Le Distributeur réitère l'importance de concevoir des tarifs acceptables et**  
9           **simples pour la clientèle. Pour cette raison et les raisons énoncées aux pages**  
10          **15 et 16 de la présentation du 12 juin 2015 (voir l'annexe A du présent**  
11          **document), le Distributeur exclut cette possibilité.**

12          **De plus, le Distributeur rappelle qu'en plus de tenir compte de l'objectif de**  
13          **fournir un signal de prix reflétant le coût marginal, il doit considérer la position**  
14          **concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie.**

15          **Voir également la réponse à la question 9.1.**

9.6 Veuillez fournir le ratio entre les degrés-jours de chauffage typiques par jour où une période critique survient et les degrés-jours de chauffage moyens par jour sur la période de 121 jours associée à la strate de consommation de 151 kWh/jour et plus.

Réponse :

1 Le Distributeur tient d'abord à préciser que les degrés-jours de chauffage ne  
2 sont pas associés à des strates de consommation.

3 Dans des conditions climatiques normales, le nombre de degrés-jours de  
4 chauffage moyens par jour durant la période de 121 jours d'hiver est de 24.  
5 Durant les quatre journées les plus froides de l'hiver (totalisant 96 heures), le  
6 nombre de degrés-jours de chauffage moyens par jour est de 37, soit un ratio  
7 de 154 % entre les deux. Dans des conditions climatiques réelles, le ratio peut  
8 toutefois différer de celui calculé pour une année normale.

9.7 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser ce ratio et la strate de consommation  
de 151 kWh/jour et plus afin de déterminer un deuxième seuil de consommation  
en kWh/jour auquel s'appliquerait un signal de prix en période de pointe seulement.

Réponse :

9 Voir la réponse aux questions 9.5 et 9.6.

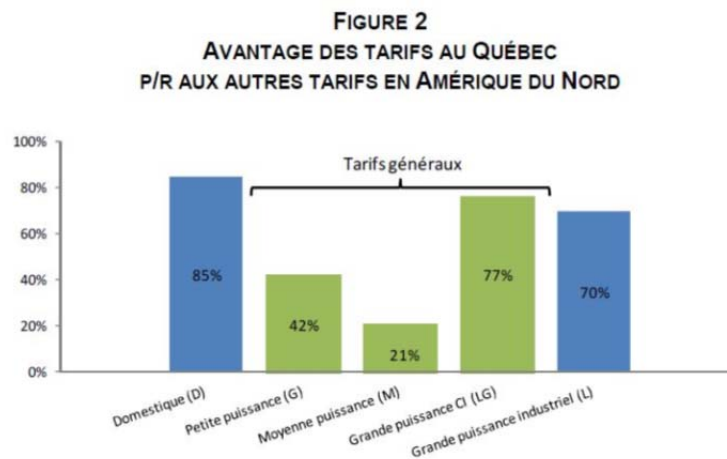
**TARIFS D'ÉLECTRICITÉ**

**Tarifs généraux**

10. **Références :** (i) Dossier R-3854-2013, Pièce B-0049, p. 8;  
(ii) Dossier R-3854-2013, Pièce B-0049, p. 11;  
(iii) Pièce B-0051, p. 6.

**Préambule :**

(i) « La figure 2 illustre l'avantage concurrentiel que procurent les tarifs au Québec »



- (ii) « C’est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l’écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord (figure 2). Pour les fins de l’année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de 1 % aux autres tarifs généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l’évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire. »

**TABLEAU 1 :  
AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ  
ET INDICES D’INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Reflète du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	1,9%	86,5 <sup>(2)</sup>
G	1,9%	118,5
M	1,9%	127,1
LG	1,9% <sup>(1)</sup>	104,3
Sous-total - Généraux	1,9%	121,6
Total	1,9%	99,1
Grands industriels	1,2%	106,6

<sup>1</sup> En incluant des revenus de 0,6 M\$ associés à l’introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse est de 2 %.

<sup>2</sup> L’indice d’interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 88,3.

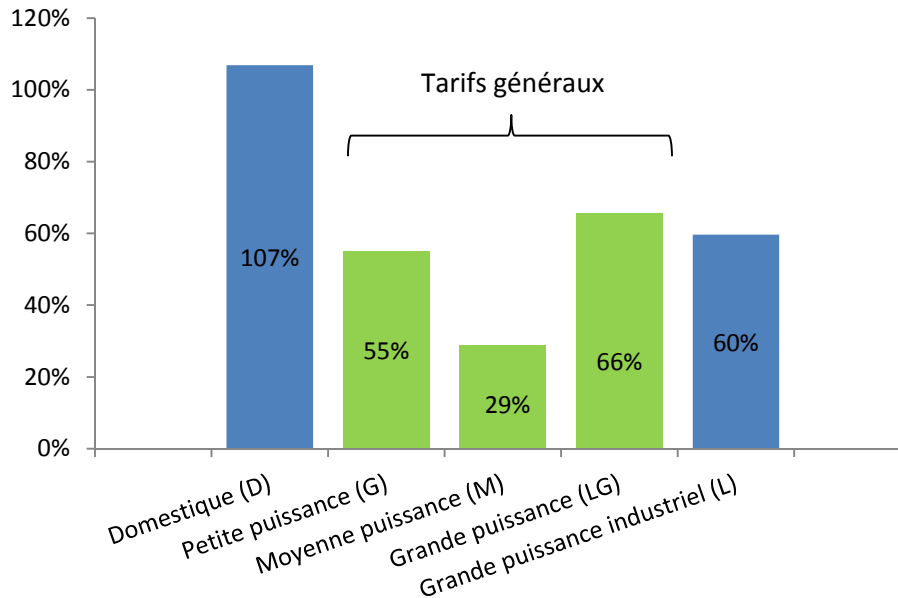
**Demandes :**

- 10.1 Veuillez mettre à jour le graphique de la référence (i). Veuillez commenter l’évolution de l’avantage concurrentiel que procurent les tarifs au Québec pour les différentes catégories de clientèle par rapport à la situation en 2013.

**Réponse :**

- 1        La figure R-10.1 présente la figure de la référence (i) mise à jour sur la base des  
2        résultats de 2015. L’information présentée est tirée de la *Comparaison des prix*  
3        *de l’électricité dans les grandes villes nord-américaines selon les tarifs en*  
4        *vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2015.*

**FIGURE R-10.1 :  
AVANTAGE DES TARIFS AU QUÉBEC PAR RAPPORT  
AUX AUTRES TARIFS EN AMÉRIQUE DU NORD**



1 La comparaison des résultats de 2013 (figure de la référence (i)) à ceux de 2015,  
2 présentés à la figure R-10.1 permet de constater une amélioration de l'avantage  
3 concurrentiel pour la clientèle de moyenne puissance de même que pour les  
4 clientèles domestique et de petite puissance. Ce gain est principalement  
5 attribuable à la dépréciation du dollar canadien face au dollar américain sur  
6 cette période. L'avantage concurrentiel de la clientèle de moyenne puissance  
7 demeure toutefois moins important que celui des clientèles des autres tarifs  
8 généraux. Quant aux clientèles de grande puissance, leur avantage  
9 concurrentiel s'est détérioré depuis 2013.

10.2 Veuillez commenter si l'évaluation présentée à la référence (ii) demeure toujours  
valable. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment l'évolution du contexte  
économique, énergétique et tarifaire justifie de limiter le rééquilibrage des tarifs  
généraux au différentiel de hausse très limité tel que proposé par le Distributeur à la  
référence (iii).

**Réponse :**

10 Le Distributeur a proposé de limiter le rééquilibrage en faveur du tarif M aux  
11 revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme  
12 automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG compte  
13 tenu du fait que la stratégie de rééquilibrage sera réévaluée dans le cadre de la  
14 réflexion sur les tarifs généraux et industriel prévue au printemps 2016.

1            **Par ailleurs, tel qu'il est mentionné à la réponse à la question 10.1, le contexte**  
2            **économique a contribué à améliorer l'avantage concurrentiel du tarif M.**

### **Modification à l'offre tarifaire – Tarif GD**

**11. Référence :** Pièce B-0051, p. 12.

#### **Préambule :**

*« Au 1er avril 2015, le Distributeur a étendu la facturation des kilovoltampères à tous les clients dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kilowatts, tout en maintenant l'exception au tarif GD. Cette mesure a eu un impact sur une quinzaine de producteurs autonomes au tarif G. Pour huit de ces clients, le tarif GD devient plus avantageux puisque, à ce tarif, la facturation de la puissance n'est basée que sur la puissance réelle. Toutefois, une puissance à facturer minimale de 50 kilowatts est appliquée au tarif GD. Cette limite a été fixée lors de l'introduction du tarif, en 1995, afin de diriger les producteurs ayant un appel de puissance de moins de 50 kilowatts vers le tarif le plus avantageux, qui était le tarif G jusqu'au 1er avril 2015.*

*Il est proposé de ne plus appliquer la limite de 50 kilowatts à la puissance à facturer minimale au tarif GD afin d'assurer un traitement équitable pour les petits producteurs autonomes. Toutefois, en contrepartie, une facture minimale telle que l'on retrouve aux tarifs M et G-9 est ajoutée au tarif GD afin d'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois. »*

#### **Demande :**

11.1 Veuillez expliquer, à l'aide d'exemples chiffrés, la facturation et le montant que payaient ces producteurs autonomes avant le 1<sup>er</sup> avril 2015, après de 1<sup>er</sup> avril 2015 et ce qu'ils paieraient à l'avenir selon la proposition du Distributeur ?

#### **Réponse :**

3            **Le tableau R-11.1 présente des exemples de facture au tarif G et au tarif GD**  
4            **pour un profil de producteur autonome alimenté en basse tension. L'écart**  
5            **important entre l'appel de puissance apparente et l'appel de puissance réelle**  
6            **reflète le fait que le compteur peut enregistrer des appels qui ne sont pas liés à**  
7            **la consommation des services auxiliaires.**

8            **Afin d'isoler l'impact du changement d'application tarifaire, les composantes**  
9            **tarifaires en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2015 sont retenues aux fins des calculs et**  
10           **seules les modalités sont ajustées selon les périodes d'application.**

**TABLEAU R-11.1 :**  
**ILLUSTRATION DE LA FACTURATION AU TARIF G ET AU TARIF GD**

Exemple 1 - profil de consommation d'un producteur autonome				Tarif G				Tarif GD			
				Avant avril 2015		Au 1er avril 2015		Au 1er avril 2015		Proposition	
Mois	kW	90 % kVA	kWh	PAF*	Facture	PAF*	Facture	PAF*	Facture	PAF*	Facture
Janvier	21,5	58,0	-	-	38 \$	58,0	155 \$	50,0	270 \$	21,5	116 \$
Février	26,5	71,0	-	-	35 \$	71,0	348 \$	50,0	244 \$	26,5	129 \$
Mars	12,0	43,0	-	-	38 \$	43,0	38 \$	50,0	270 \$	26,5	143 \$
Avril	24,0	71,5	-	-	37 \$	71,5	382 \$	50,0	261 \$	26,5	138 \$
Mai	31,0	80,0	-	-	38 \$	80,0	546 \$	50,0	270 \$	31,0	167 \$
Juin	24,0	73,5	-	-	37 \$	73,5	416 \$	50,0	261 \$	26,5	138 \$
Juillet	19,0	73,5	-	-	38 \$	73,5	430 \$	50,0	270 \$	26,5	143 \$
Août	21,5	73,5	7 200	-	708 \$	73,5	1 125 \$	50,0	710 \$	26,5	583 \$
Septembre	21,5	76,0	2 400	-	244 \$	76,0	691 \$	50,0	408 \$	26,5	285 \$
Octobre	19,0	80,0	-	-	38 \$	80,0	546 \$	50,0	270 \$	26,5	143 \$
Novembre	19,0	75,5	-	-	37 \$	75,5	451 \$	50,0	261 \$	26,5	138 \$
Décembre	19,0	71,5	-	-	38 \$	71,5	395 \$	50,0	270 \$	26,5	143 \$
<b>Total</b>					<b>1 326 \$</b>		<b>5 522 \$</b>		<b>3 762 \$</b>		<b>2 267 \$</b>

Exemple 2 - profil de consommation d'un producteur autonome				Tarif G				Tarif GD			
				Avant avril 2015		Au 1er avril 2015		Au 1er avril 2015		Proposition	
Mois	kW	90 % kVA	kWh	PAF*	Facture	PAF*	Facture	PAF*	Facture	PAF*	Facture
Janvier	31,0	39,0	-	-	38 \$	39,0	38 \$	50,0	270 \$	31,0	167 \$
Février	29,0	35,0	2 400	-	243 \$	35,0	243 \$	50,0	607 \$	29,0	505 \$
Mars	31,0	36,5	2 400	-	244 \$	36,5	244 \$	50,0	634 \$	31,0	531 \$
Avril	31,0	56,0	2 400	-	244 \$	56,0	347 \$	50,0	408 \$	31,0	308 \$
Mai	38,5	45,0	2 400	-	244 \$	45,0	244 \$	50,0	416 \$	38,5	354 \$
Juin	29,0	37,0	2 200	-	225 \$	37,0	225 \$	50,0	395 \$	29,0	286 \$
Juillet	31,0	37,0	1 200	-	129 \$	37,0	129 \$	50,0	343 \$	31,0	241 \$
Août	29,0	39,0	2 400	-	244 \$	39,0	244 \$	50,0	416 \$	29,0	303 \$
Septembre	29,0	39,0	2 480	-	252 \$	39,0	252 \$	50,0	413 \$	29,0	303 \$
Octobre	36,0	45,5	-	-	38 \$	45,5	38 \$	50,0	270 \$	36,0	194 \$
Novembre	36,0	39,0	2 400	-	244 \$	39,0	244 \$	50,0	408 \$	36,0	335 \$
Décembre	33,5	50,0	2 400	-	244 \$	50,0	244 \$	50,0	634 \$	33,5	545 \$
<b>Total</b>					<b>2 390 \$</b>		<b>2 493 \$</b>		<b>5 213 \$</b>		<b>4 072 \$</b>

\* Puissance à facturer

1 L'exemple 1 démontre que la facturation des kilovoltampères, lorsque les  
 2 appels de puissance réelle sont inférieurs à 50 kW au tarif G, peut avoir un  
 3 impact important sur la facture d'un producteur autonome (5 522 \$ plutôt que  
 4 1 326 \$). L'exemple 2 présente le cas d'un producteur autonome pour lequel le  
 5 tarif G demeure plus avantageux que le tarif GD.

6 Bien que tous les producteurs autonomes soient admissibles au tarif GD,  
 7 l'application actuelle d'une puissance à facturer minimale de 50 kW limite les  
 8 transferts potentiels du tarif G au tarif GD. Le retrait, tel qu'il est proposé, du  
 9 seuil de 50 kW de puissance à facturer minimale permet d'enlever le signal qui  
 10 indiquait auparavant que le tarif G était plus avantageux pour les plus petits  
 11 producteurs et de traiter tous les producteurs autonomes équitablement.

12 La puissance à facturer minimale au tarif GD assure que les coûts de puissance  
 13 engagés par le Distributeur sont récupérés auprès des producteurs autonomes,  
 14 ce qui n'est pas le cas au tarif G où ce mécanisme ne s'applique pas pour les  
 15 appels de puissance de moins de 50 kW. De plus, afin de s'assurer qu'un



- 1            minimum de coûts soit récupéré même en l'absence de toute consommation  
2            sur une période de plus de 24 mois, le Distributeur propose aussi l'introduction  
3            d'une facture minimale au tarif GD.

### Suivi du tarif de développement économique

12. Références :
- (i) Décision D-2015-018, p. 248;
  - (ii) Pièce B-0051, p. 24;
  - (iii) Pièce B-0021, p. 5;
  - (iv) Pièce : B-0051, p. 24 et 25;
  - (v) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0107, p. 12;
  - (vi) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0107, p. 13;
  - (vii) Pièce B-0051, p. 6.

#### Préambules :

- (i) « [1044] Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique.

[1045] Ce suivi annuel devra, entre autres, présenter les volumes d'énergie qui seront offerts à ce nouveau tarif, selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, ainsi qu'une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, incluant le détail des hypothèses sous-jacentes, tels que présentés au tableau R-6.1 de la pièce B-0107. Ce suivi annuel devra également inclure une estimation de l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif. » [nous soulignons]

- (ii) « Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont en cours d'évaluation. »

(iii) « 1.1.2. Indicateur de coût évité de la puissance  
Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification. »

- À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation). »

- (iv) « Le tableau 6 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique. Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites.

**TABLEAU 6 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/KWH)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,3	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2018	TDE	3,0	0,3	0,2	3,6	0,2	3,8	0,2	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,1	0,5	1,3	4,9	0,2	5,1	(1,0)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,6	1,4	5,1	0,2	5,3	(1,2)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,2	0,6	1,4	5,2	0,2	5,4	(1,0)	4,4	-15,0%	5,1
2022	TDE + transition	3,2	0,8	1,4	5,5	0,2	5,7	(1,0)	4,7	-10,0%	5,2
2023	TDE + transition	3,3	1,0	1,4	5,7	0,2	5,9	(1,0)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 5,651%		3,0	0,5	0,8	4,3	0,2	4,5	(0,3)	4,2	-17,2%	5,0

L'analyse de rentabilité actuelle ainsi que celle du dossier tarifaire 2015-2016 montrent que le coût à la marge du Distributeur correspond sensiblement au tarif de développement économique pour un client au tarif L. Par ailleurs, le statu quo concernant la disponibilité de l'électricité patrimoniale contribue au maintien de la rentabilité du tarif. »

(v) Simulation présentée au dossier R-3095 :

**Tableau R-6.1 :  
Simulation de la rentabilité**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim.	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	4,0	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,2	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,0	-20,0%	5,1
2017	TDE	2,9	0,2	0,2	3,4	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2018	TDE	3,0	0,2	0,6	3,8	0,2	3,9	0,2	4,1	-20,0%	5,2
2019	TDE	3,1	0,3	0,6	3,9	0,2	4,1	0,1	4,2	-20,0%	5,2
2020	TDE	3,1	0,4	0,6	4,1	0,2	4,3	(0,1)	4,2	-20,0%	5,3
2021	TDE + transition	3,2	0,7	0,6	4,5	0,2	4,6	(0,1)	4,5	-15,0%	5,3
2022	TDE + transition	3,3	0,7	0,6	4,6	0,2	4,8	0,1	4,9	-10,0%	5,4
2023	TDE + transition	3,3	0,8	0,6	4,7	0,2	4,9	0,3	5,2	-5,0%	5,4
Annuité 5,847%		3,0	0,4	0,5	3,9	0,2	4,0	0,3	4,3	-17,3%	5,2

(vi) « 6.4 Veuillez indiquer si le rabais tarifaire de 20 % a un impact sur les indices d'interfinancement. Si oui, veuillez déposer la mise à jour du tableau 1 de la pièce B-0049, page 6. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.3 pour l'impact sur le dossier tarifaire 2015-2016. Quant aux prochains dossiers tarifaires, le Distributeur appliquera les méthodes de répartition des coûts approuvées par la Régie à l'ensemble des catégories de consommateurs. L'ajout de nouveaux clients ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les coûts unitaires moyens des catégories concernées. Cependant, l'application d'une réduction tarifaire viendra temporairement modifier les indices d'interfinancement.

Une réduction tarifaire de 20 % appliquée sur une période de 7 ans, suivie de 3 années de transition vers le tarif régulier, correspond à une réduction sur la durée de l'engagement de

l'ordre de 17 %, ce qui équivaut plus ou moins au niveau actuel d'interfinancement du tarif L.  
 Au terme de l'entente, les clients seront assujettis aux tarifs réguliers et contribueront à l'interfinancement au même titre que les autres clients. » [nous soulignons]

(vii)

**TABLEAU 1 :  
AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ  
ET INDICES D'INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	1,9%	86,5 <sup>(2)</sup>
G	1,9%	118,5
M	1,9%	127,1
LG	1,9% <sup>(1)</sup>	104,3
Sous-total - Généraux	1,9%	121,6
Total	1,9%	99,1
Grands industriels	1,2%	106,6

<sup>1</sup> En incluant des revenus de 0,6 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse est de 2 %.

<sup>2</sup> L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 88,3.

**Demandes :**

12.1 Veuillez indiquer, tel que requis à la référence (i), les volumes d'énergie qui sont prévus être offerts dans le cadre du TDÉ advenant l'acceptation des trois demandes mentionnées à la référence (ii).

**Réponse :**

1 Les demandes soumises ne permettent pas au Distributeur de prévoir à ce  
 2 stade-ci que des ententes seront conclues avec ces clients. Ce sont des projets  
 3 à un stade embryonnaire qui n'ont pas évolué depuis le dépôt de la demande  
 4 tarifaire à la Régie. D'ailleurs, compte tenu de leur faible probabilité actuelle de  
 5 réalisation, ils ne sont pas inclus dans la prévision de la demande du  
 6 Distributeur.

7 À titre informatif et de façon très préliminaire, le volume annuel d'énergie  
 8 associé aux trois demandes soumises au Distributeur serait de l'ordre de  
 9 1 TWh à terme.

12.2 En assumant l'acceptation des trois demandes mentionnées à la référence (ii), veuillez estimer, tel que requis à la référence (i), quel en est serait l'impact sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif.

**Réponse :**

10 En assumant que les trois demandes soumises au Distributeur se concrétisent  
 11 en projet au tarif régulier ou au TDÉ, l'impact sur les besoins en puissance  
 12 serait de l'ordre de 100 MW.

1 L'impact de ces besoins sur les coûts d'approvisionnement en puissance peut  
2 être établi à partir des signaux de coûts évités présentés à la section 1.1.2 de la  
3 pièce HQD-4, document 4 (B-0021)) et qui ont été utilisés aux fins de l'analyse  
4 de neutralité du TDÉ au tableau de la référence (iv). L'impact est de l'ordre de  
5 10 M\$ pour un coût évité de 106 \$/kW-an (\$ 2015).

12.3 Veuillez expliquer le calcul et les hypothèses utilisées pour arriver au coût à la marge de la puissance présenté à la référence (iv) quant à la prise en compte de la hausse importante du coût évité de la puissance à compter de l'hiver 2018-2019, tel que mentionné à la référence (iii).

Réponse :

6 Le tableau 6 de la référence (iv) utilise les coûts évités du Distributeur  
7 présentés à la pièce HQD-4, document 4 (B-0021). Le coût à la marge pour la  
8 puissance de 1,3 ¢/kWh (\$2019) correspond au coût évité de la puissance de  
9 106 \$/kW-an (\$2015), exprimé en heure-hiver et tenant compte de la proportion  
10 de la consommation des clients industriels pour cette période, et ce, selon la  
11 méthodologie de calcul approuvée par la Régie.

12 Pour plus de détails sur cette méthodologie de calcul, voir l'annexe A de la  
13 pièce HQD-15, document 2 du dossier R-3610-2006.

12.4 Compte tenu de la hausse de 12,5 % du coût à la marge total de 4,5 ¢/kWh présenté au Tableau 6 de la référence (iv), par rapport à celui présenté au dossier R-3905-2014 tel qu'il apparaît à la référence (v), et du fait que pour un projet entrant en opération en janvier 2017 le tarif sera déficitaire 5 années sur 7 pour un client au tarif L, veuillez expliquer l'affirmation de la référence (iv) quant à la rentabilité du TDÉ.

Réponse :

14 Bien que la simulation de neutralité ne paraisse plus aussi probante pour un  
15 client au tarif L que lors de l'introduction du TDÉ, le Distributeur est d'avis que  
16 ce tarif devrait être maintenu compte tenu de l'importance de son apport  
17 potentiel au développement économique du Québec et des avantages à long  
18 terme que ces projets pourront apporter, notamment sur le plan de  
19 l'accroissement des ventes et de la diversification de la base de clients du  
20 Distributeur.

21 Par ailleurs, l'analyse du TDÉ doit se faire sur l'ensemble des projets, incluant  
22 ceux facturés aux tarifs M et LG pour lesquels il existe un écart positif entre les  
23 revenus et le coût à la marge.

12.5 Veuillez expliquer la réduction de la projection du tarif L à 5,2 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6 de la référence (iv), par rapport à la projection à 5,4 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6.1 de la référence (v).

**Réponse :**

1           **Par rapport à la projection du tarif L présentée dans le dossier R-3905-2014,**  
2           **celle du présent dossier tarifaire (référence (iv)) tient compte des hausses**  
3           **tarifaires prévues actuellement, incluant la hausse autorisée pour 2015-2016**  
4           **par la décision D-2015-018 et celle proposée pour 2016-2017.**

12.6 Compte tenu de la réduction de l'indice d'interfinancement aux tarifs L et LG constaté au tableau de la référence (vii) et considérant la réponse du Distributeur soulignée à la référence (vi), veuillez nuancer et préciser l'affirmation de la référence (iv) pour chacun des tarifs M, LG et L distinctement.

**Réponse :**

5           **Tel qu'il est mentionné en réponse à la question 3.1 de la demande de**  
6           **renseignements n° 3 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107) du**  
7           **dossier R-3905-2014, une réduction de 20 % sur les coûts d'électricité**  
8           **représentant 10 % des dépenses d'exploitation d'une entreprise résulterait en**  
9           **une réduction de 2 % de ses dépenses d'exploitation totales. Une réduction**  
10          **inférieure à 2 % pourrait difficilement permettre d'attirer de nouvelles charges**  
11          **ou être considérée comme déterminante dans la prise de décision d'un**  
12          **investisseur. Ainsi, la réduction a été fixée à 20 % afin d'avoir potentiellement**  
13          **un impact sur la décision d'investissement d'un client. Cette réduction faisait**  
14          **en sorte que le revenu au TDÉ correspondait sensiblement au coût à la marge**  
15          **du Distributeur (voir la réponse à la question 6.1 de la demande de**  
16          **renseignements n° 3 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.4 [B-0107] du**  
17          **dossier R-3905-2014). Par ailleurs, tel qu'il est mentionné en référence (vi), le**  
18          **Distributeur constatait que la réduction correspondait au niveau**  
19          **d'interfinancement du tarif L.**

20          **L'évolution des indices d'interfinancement, comme expliqué à la réponse à la**  
21          **question 1.1, ne remet pas en question le maintien du TDÉ.**

22          **Voir également la réponse à la question 12.4.**



**ANNEXE A**  
**RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**  
**À LA QUESTION 2.1**  
**DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE**







## Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques

1<sup>re</sup> rencontre :  
30 avril 2015

---

ALIMENTER L'AVENIR

# Démarche

---

- Dans le but de proposer une stratégie tarifaire au domestique pour les années à venir :
  1. Dresser un portrait de la clientèle qui permettra de faire ressortir les caractéristiques de consommation des différents groupes de la clientèle, et ce, à partir de données de sondages et de données du système de facturation
  2. Identifier les attentes des clients sur différents aspects de la tarification
  3. Prendre connaissance des pratiques tarifaires ailleurs en Amérique du Nord
  4. Convenir d'un cadre d'analyse pour le choix d'une stratégie tarifaire
  5. Faire le bilan de la stratégie tarifaire actuelle
  6. Discuter de scénarios alternatifs
  7. Étapes à venir

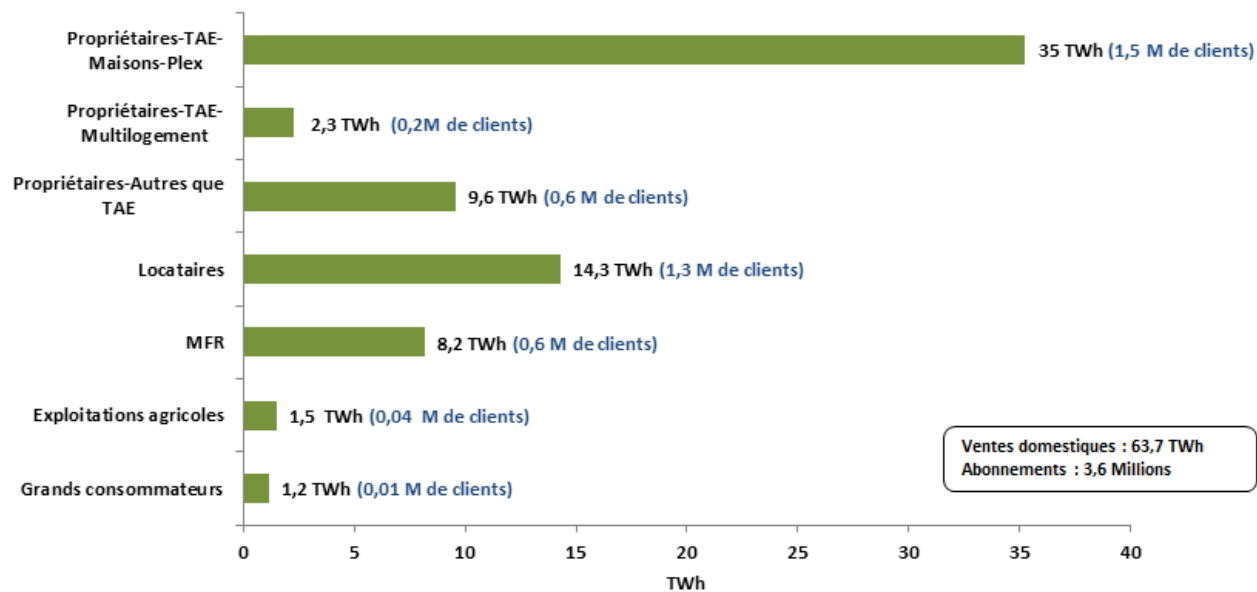
# Lexique

---

Domestique	Résidentiel et agricole
Grands consommateurs	Clients résidentiels et agricoles au tarif D avec puissance
MFR	Ménages à faible revenu
TAE	Clients dont la principale source d'énergie pour le chauffage est l'électricité
TDT	Tarifcation différenciée dans le temps
kVA	Kilovoltampères
CNG	Compteurs de nouvelle génération

# 1. Portrait de la clientèle

## Consommation annuelle normalisée



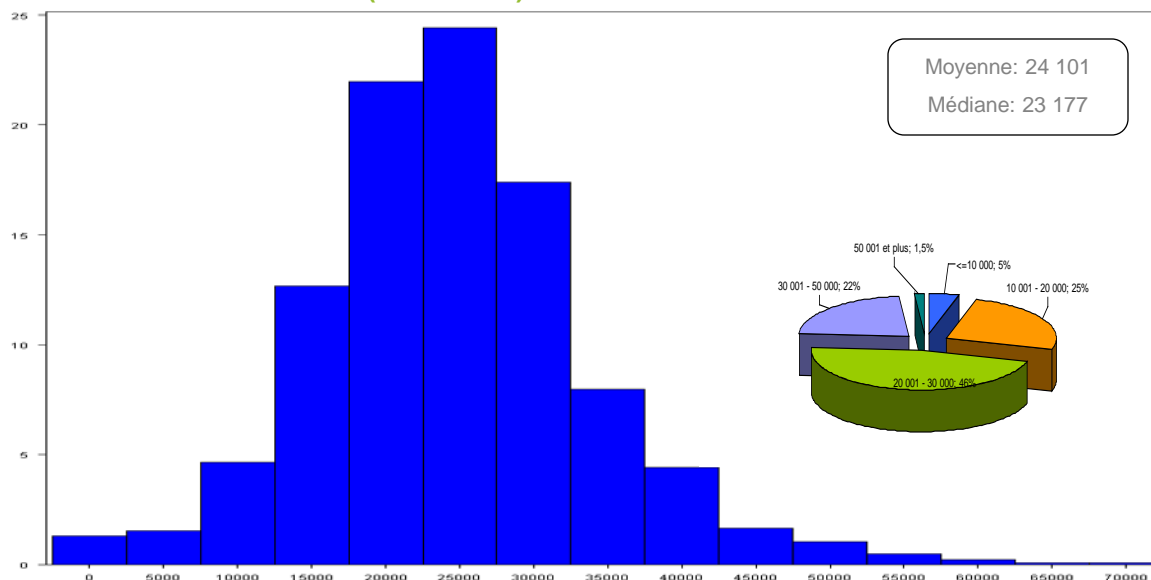
Note : Les groupes de clients ne sont pas mutuellement exclusifs.

# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Propriétaires – Maisons, Duplex, Triplex - TAE

### Consommation normalisée (kWh/année)

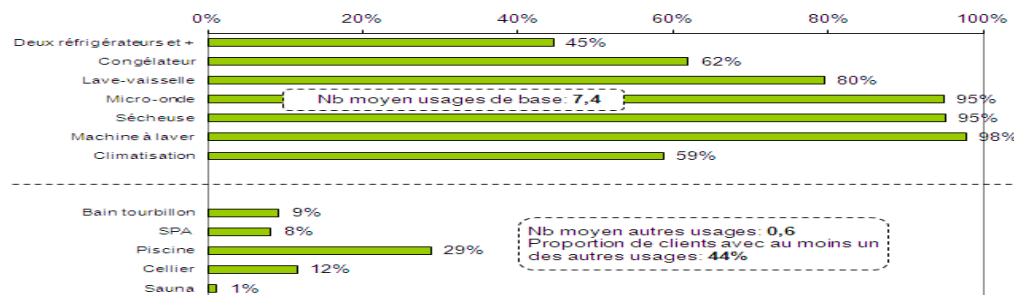
% des clients



### Profil des clients

- 40 % des clients, 55 % de consommation
- Prédominance des maisons unifamiliales (89 %)
- Superficie moyenne de 2 157 pi<sup>2</sup>
- Consommation moyenne la plus élevée de tous les groupes résidentiels sans puissance (environ 24 000 kWh/année)
- Ratio hiver/été de 2,3
- Prédominance des clients dont la consommation est fortement corrélée à la température (89 %)
- Ménages de plus grande taille que les autres groupes (en moyenne 2,8 personnes/ménage)
- Plus grande proportion de ménages avec des revenus élevés (35 % de 80 000 \$ et plus)
- Faible présence des MFR (10 % des clients sont des MFR et représentent 22 % de l'ensemble des MFR)

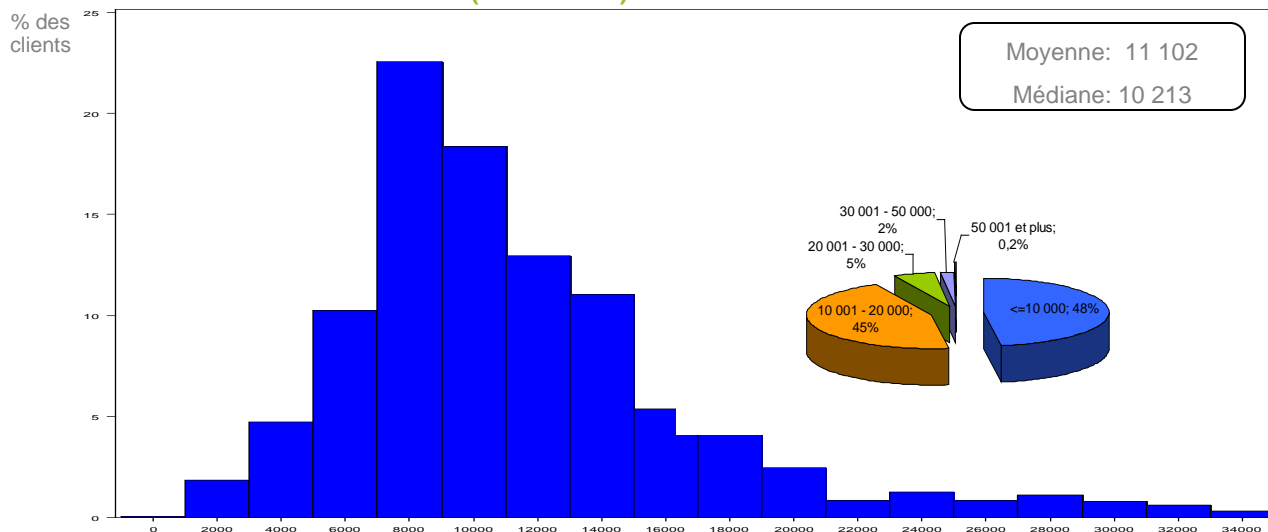
### Diffusion des usages



# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Propriétaires – Multilogements - TAE

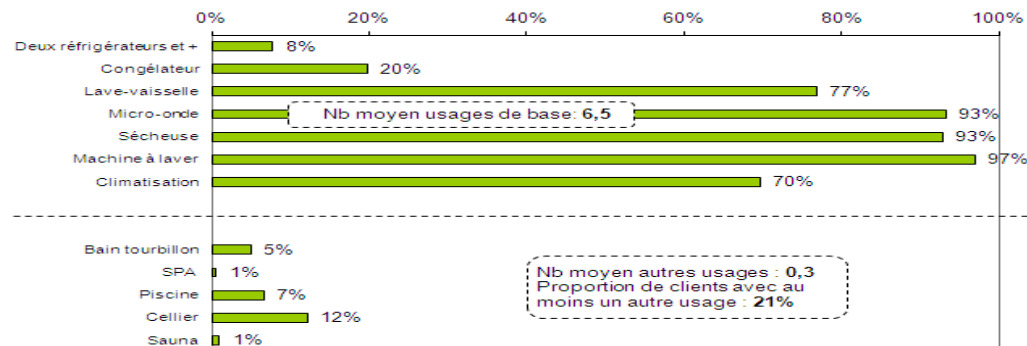
### Consommation normalisée (kWh/année)



### Profil des clients

- 6 % des clients, 4 % de consommation
- Superficie moyenne de 1 198 pi<sup>2</sup>
- Consommation moyenne faible (93 % des clients consomment en-dessous de 20 000 kWh/année)
- Prédominance des clients dont la consommation est fortement corrélée à la température (86 %)
- Ratio hiver/été de 2,4
- Groupe avec le plus petit nombre moyen de personnes dans le ménage (1,7)
- Proportion élevée de ménages avec des revenus élevés (24 % de 80 000 \$ et plus)
- 6 % des clients sont des MFR et représentent 2 % de l'ensemble des MFR

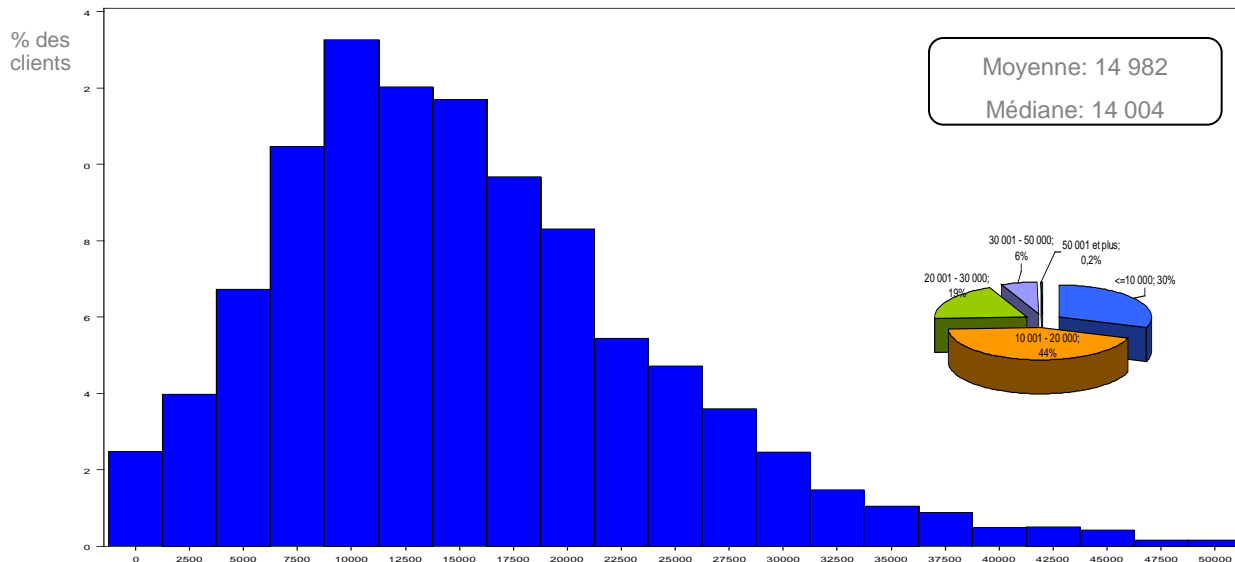
### Diffusion des usages



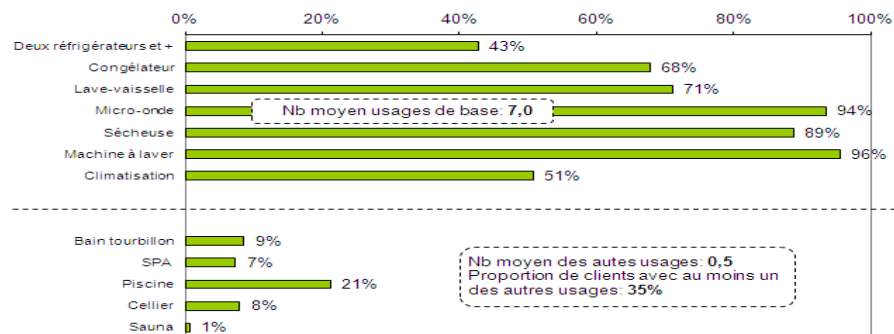
# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Propriétaires – autres que TAE

### Consommation normalisée (kWh/année)



### Diffusion des usages



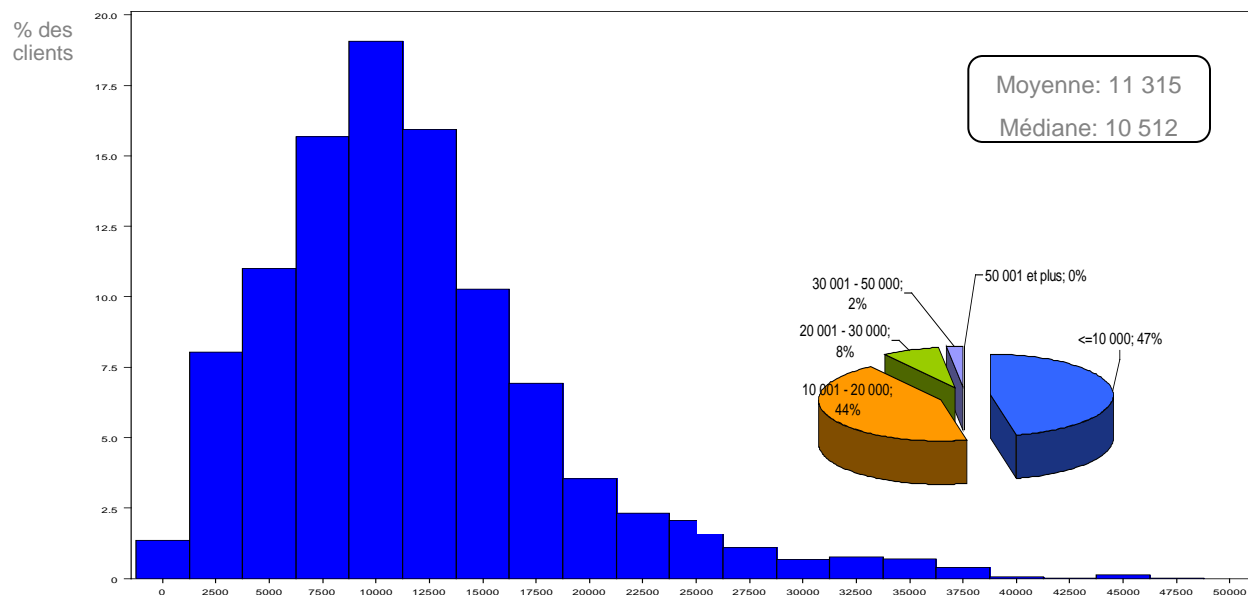
### Profil des clients

- 18 % des clients, 15 % de consommation
- Prédominance des maisons unifamiliales (90 %)
- Superficie moyenne de 2 119 pi<sup>2</sup>
- 44 % des clients du groupe consomment entre 10 000 et 20 000 kWh/année
- Ratio hiver/été de 1,6
- Consommation fortement corrélée à la température pour un peu plus de la moitié des clients (54 %)
- Ménages de grande taille (en moyenne 2,6 personnes/ménage)
- Proportion élevée de ménages avec des revenus élevés (27 % de 80 000 \$ et plus)
- 14 % des clients du groupe sont des MFR et représentent 14 % de l'ensemble des MFR

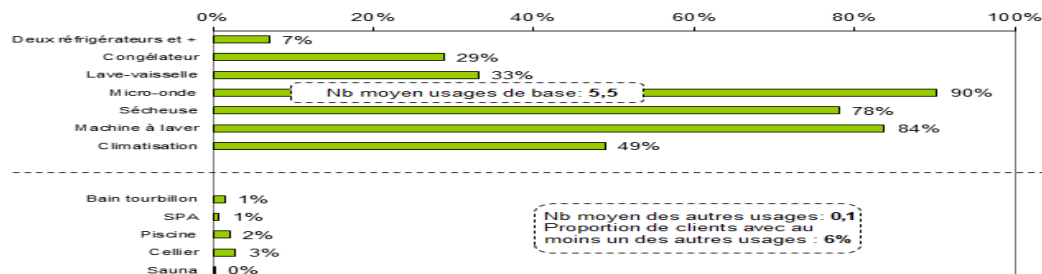
# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Locataires

### Consommation normalisée (kWh/année)



### Diffusion des usages



### Profil des clients

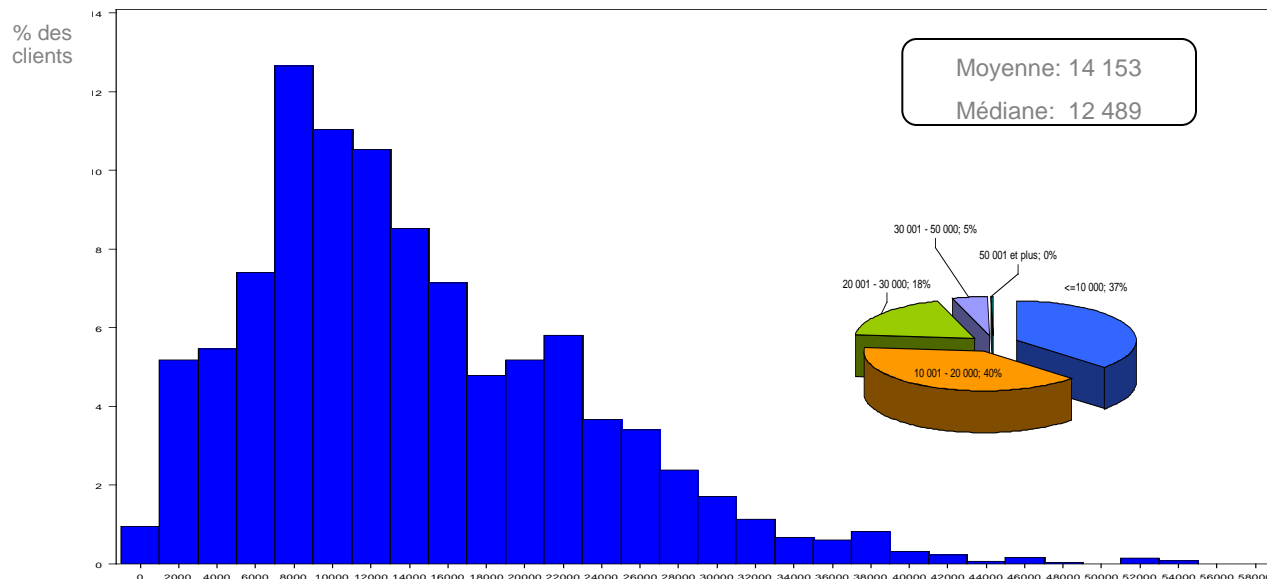
- 35 % des clients, 22 % de consommation
- Majoritairement TAE
- Prédominance des immeubles à logements (56 % multilogements et 31 % duplex-triplex)
- Consommation moyenne faible (91 % des clients consomment en-dessous de 20 000 kWh/année dont 47 % sous 10 000 kWh/année)
- Prédominance des clients dont la consommation est fortement corrélée à la température (78 %)
- Ratio hiver/été de 2,3
- Majorité des ménages comporte de 1 à 2 personnes (76 %)
- Plus grande proportion de ménages avec des revenus inférieurs à 40 000 \$ (48 %)
- 31 % des clients de ce groupe sont des MFR et représentent 62 % de l'ensemble des MFR



# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Ménages à faible revenu (MFR)

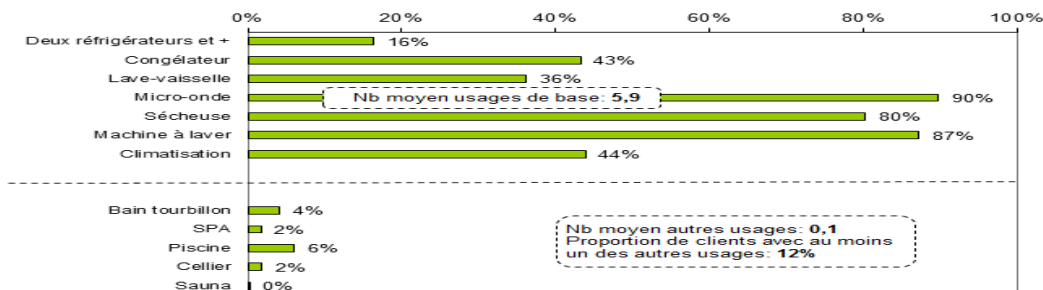
### Consommation normalisée (kWh/année)



### Profil des clients

- 16 % des clients, 13 % de consommation
- 62 % sont des locataires
- Prédominance des maisons unifamiliales (40 %) et immeubles à logements (39 %)
- Consommation moyenne faible (77 % des clients consomment en-dessous de 20 000 kWh/année dont 37 % sous 10 000 kWh/année)
- Ratio hiver/été de 2,2
- Prédominance des clients dont la consommation est fortement corrélée à la température (80 %)
- Plus de la moitié des ménages comporte de 1 à 2 personnes (66 %)
- Très grande proportion de ménages avec des revenus de moins de 40 000 \$ (99 %)

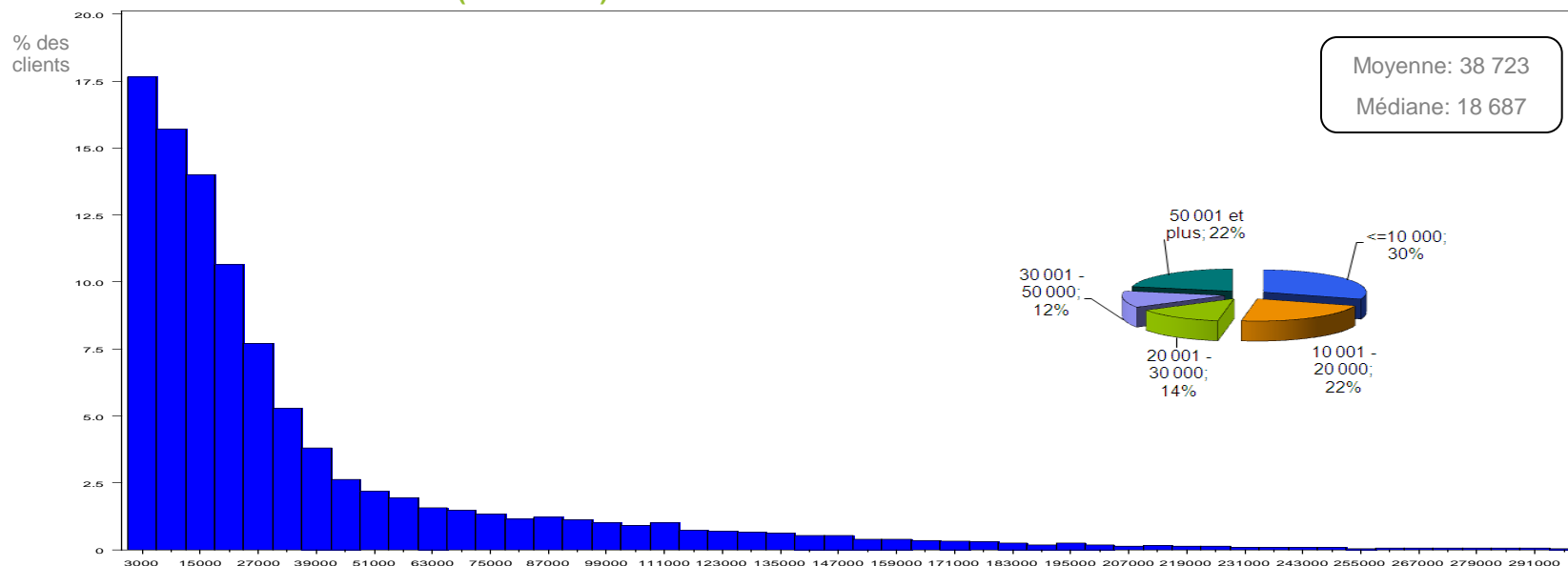
### Diffusion des usages



# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Exploitations agricoles

### Consommation normalisée (kWh/année)



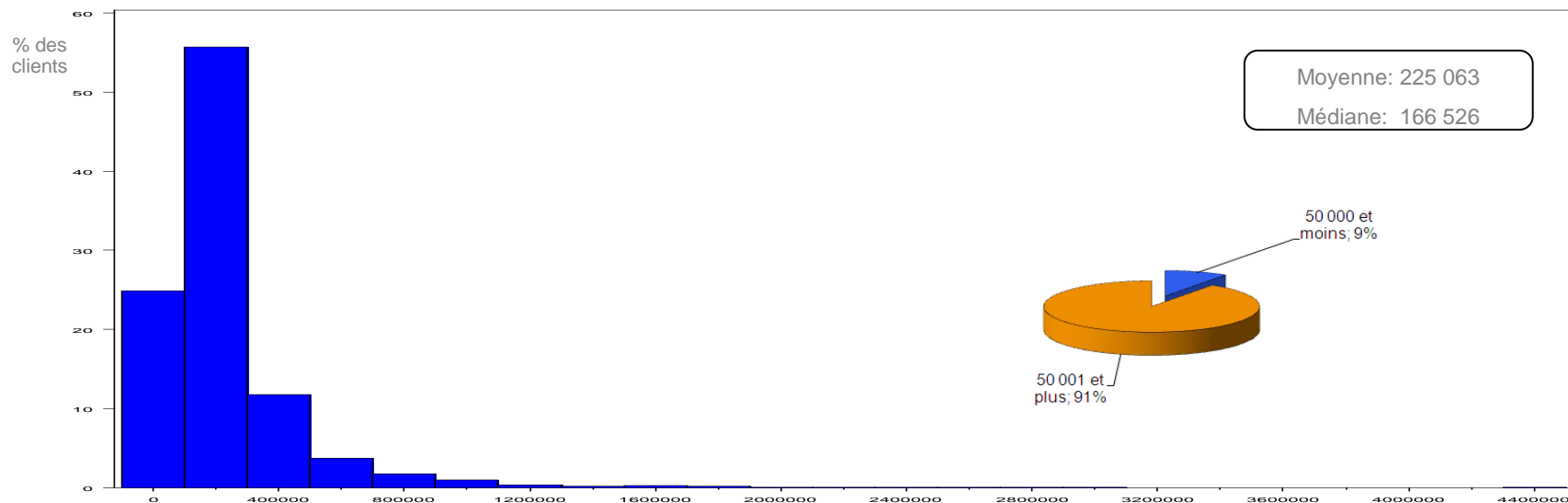
### Profil des clients

- 1 % des clients, 2 % de consommation
- Majoritairement des propriétaires (97 %)
- Habitant sur l'exploitation agricole (76 %)
- 27 % utilisent l'électricité comme source principale de chauffage
- Consommation moyenne élevée (environ 39 000 kWh/année et 22 % des clients consomment plus que 50 000 kWh/année)
- Ratio hiver/été de 1,3
- 52 % des clients ont des consommations fortement corrélées à la température

# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Grands consommateurs

### Consommation normalisée (kWh/année)



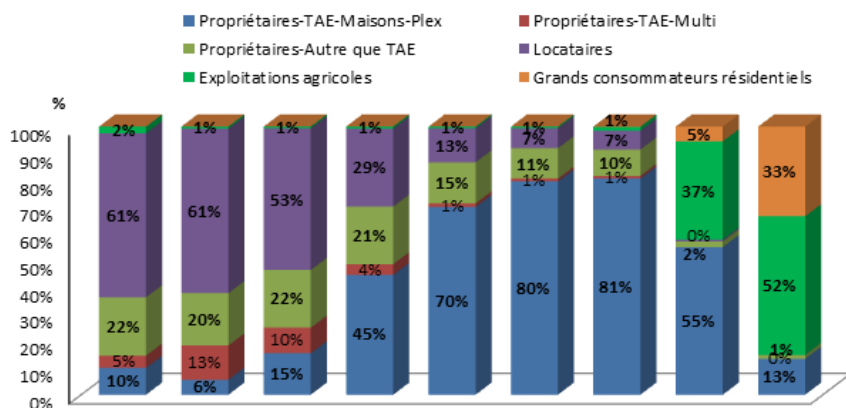
### Profil des clients

- 0,1 % des clients, 2 % de consommation
- Majoritairement des propriétaires (98 %) pour la clientèle résidentielle (inclut usages en commun des immeubles à logements)
- 61 % de la clientèle a une consommation fortement corrélée à la température (79 % pour le résidentiel et 39 % pour l'agricole)
- Consommation moyenne très élevée (environ 225 000 kWh/année et 91 % des clients consomment plus que 50 000 kWh/année)
- Ratio hiver/été de 1,8

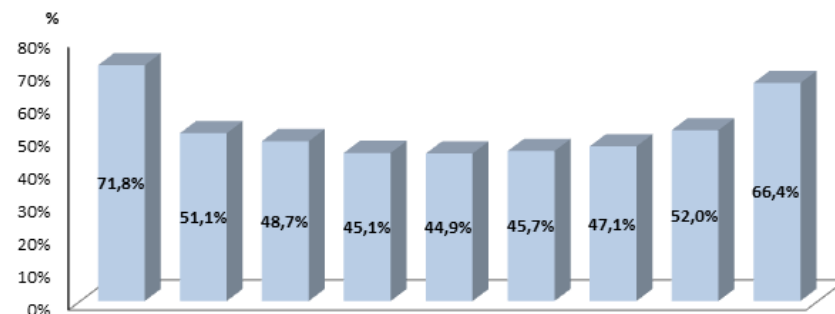
# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Caractéristiques de consommation

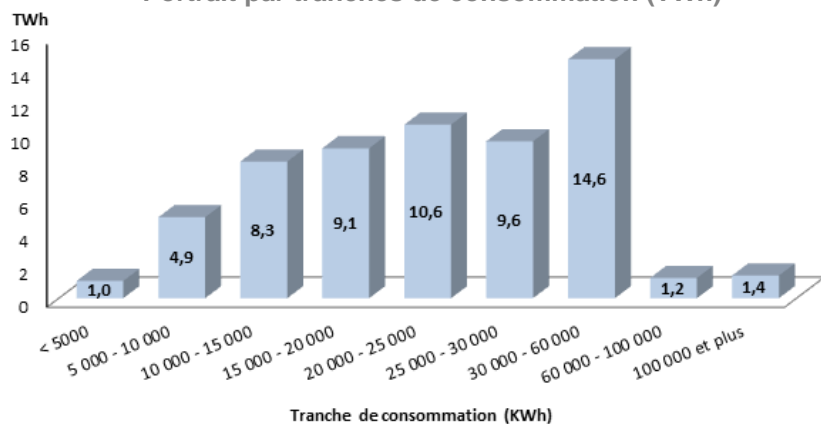
Portrait par tranches de consommation (%)



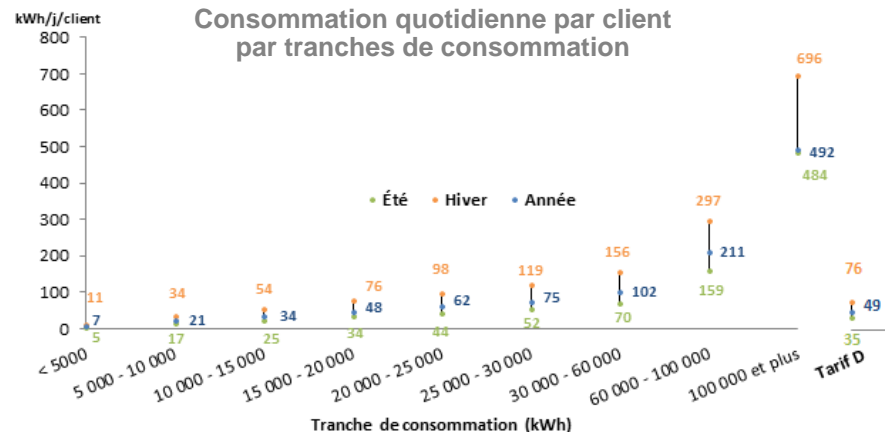
Facteurs d'utilisation par tranches de consommation (moyenne annuelle / moyenne 300 heures de pointe)



Portrait par tranches de consommation (TWh)

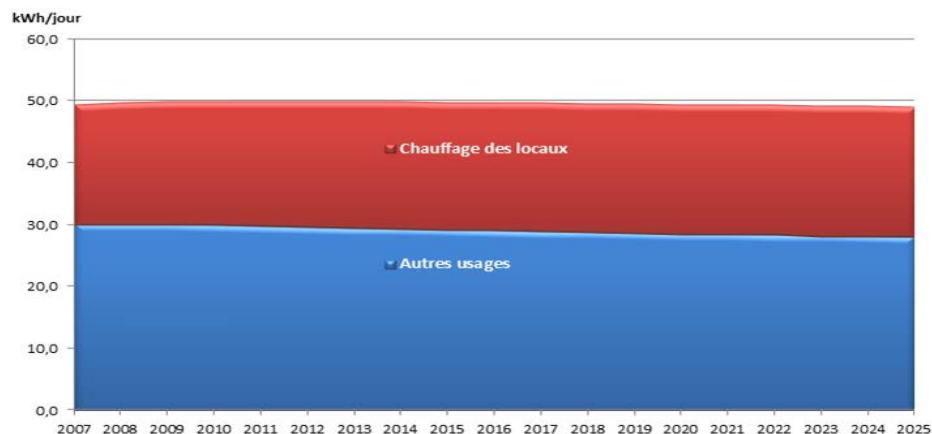


Consommation quotidienne par client par tranches de consommation



# 1. Portrait de la clientèle (suite)

## Évolution tendancielle de la consommation unitaire à température normale



- **2007-2015 :**
  - Croissance de la consommation unitaire résidentielle de 0,1 %/an
  - Chauffage des locaux : 0,8 %/an et autres usages : -0,4 %/an
- **2015-2025 :**
  - Décroissance de la consommation unitaire résidentielle de -0,1 %/an
  - Chauffage des locaux : 0,2 %/an et autres usages : -0,4 %/an

Clients	Nombre (millions)	Ventes (TWh)	Clients dont la consommation fortement corrélée à la température	Consommation moyenne par jour par client (KWh)	Ratio hiver/été	Superficie moyenne (pi <sup>2</sup> )
Propriétaires-TAE-Maisons-Plex	1,5	35	89%	66	2,3	2 157
Propriétaires-TAE-Multilogement	0,2	2,3	86%	30	2,4	1 198
Propriétaires-Autres que TAE	0,6	9,6	54%	41	1,6	2 119
Locataires	1,3	14,3	78%	31	2,3	
MFR	0,6	8,2	80%	39	2,2	
Exploitations agricoles	0,04	1,5	52%	106	1,3	
Grands consommateurs	0,01	1,2	61%	617	1,8	

## 2. Attentes des clients

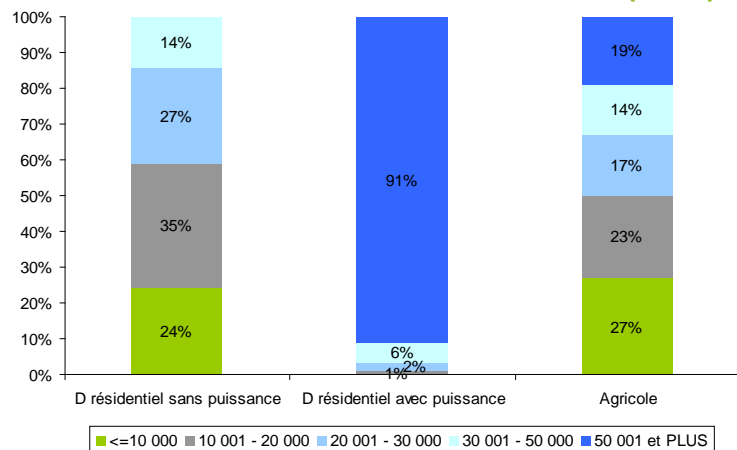
---

- Sondage téléphonique auprès de la clientèle domestique
- Objectifs principaux de l'étude
  - Compréhension de la facture d'électricité et de la tarification
  - Connaissance de la structure des tarifs
  - Attentes des clients et niveau d'accord à différents principes de tarification
- 1 300 clients sondés du 17 février au 6 mars 2015 dans les groupes suivants
  - Clientèle résidentielle sans puissance
  - Clientèle résidentielle avec puissance
  - Clientèle agricole

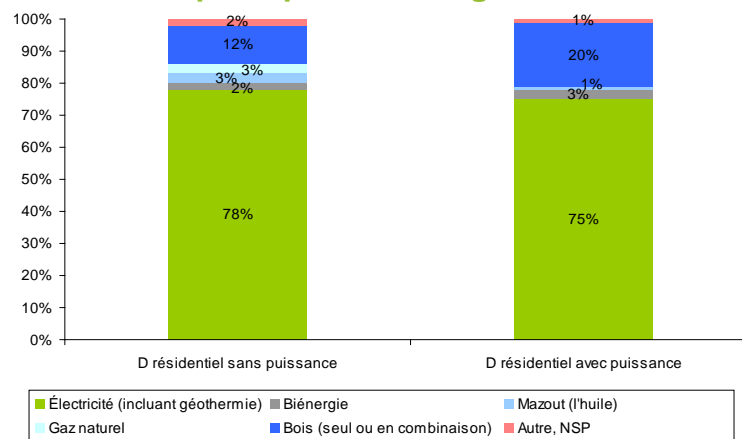
## 2. Attentes des clients (suite)

### Quelques caractéristiques des groupes de clients sondés

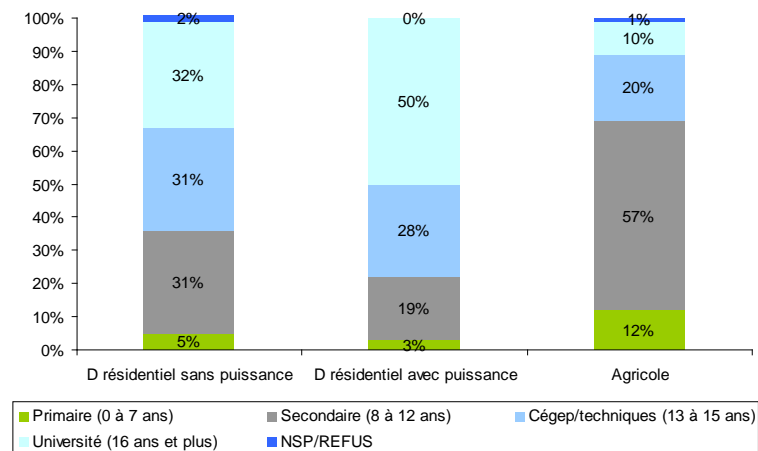
#### Consommation annuelle en kWh (2014)



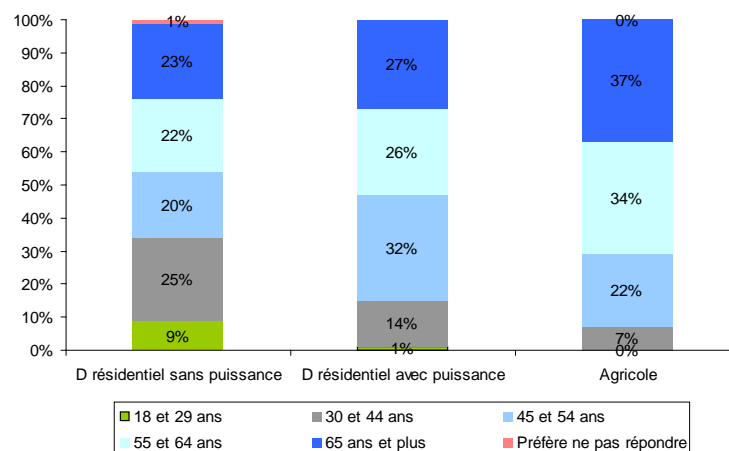
#### Source principale chauffage des locaux



#### Niveau de scolarité



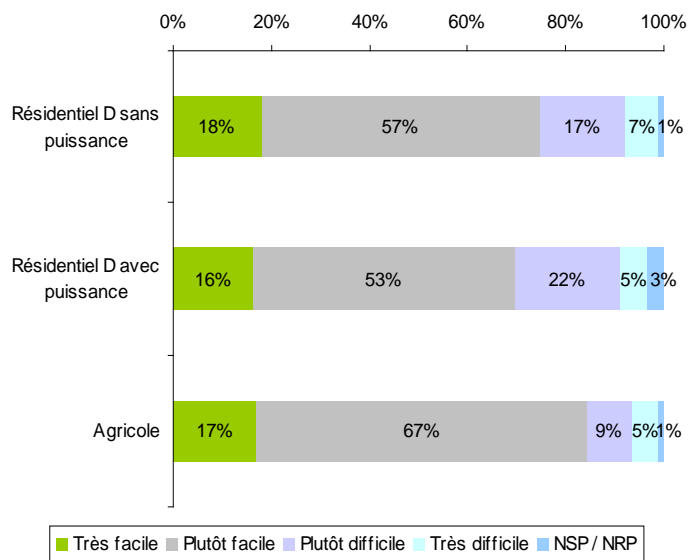
#### Âge du répondant



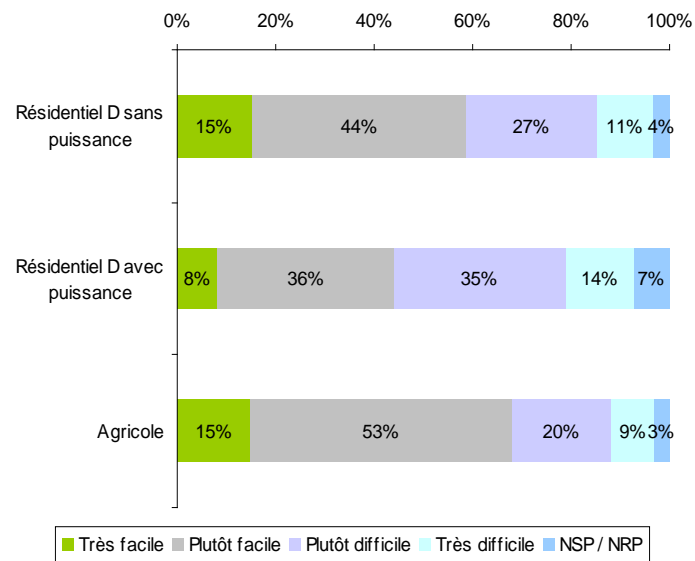
## 2. Attentes des clients (suite)

### Compréhension de la facture et de la tarification

#### Facilité à comprendre la facture



#### Facilité à comprendre la tarification

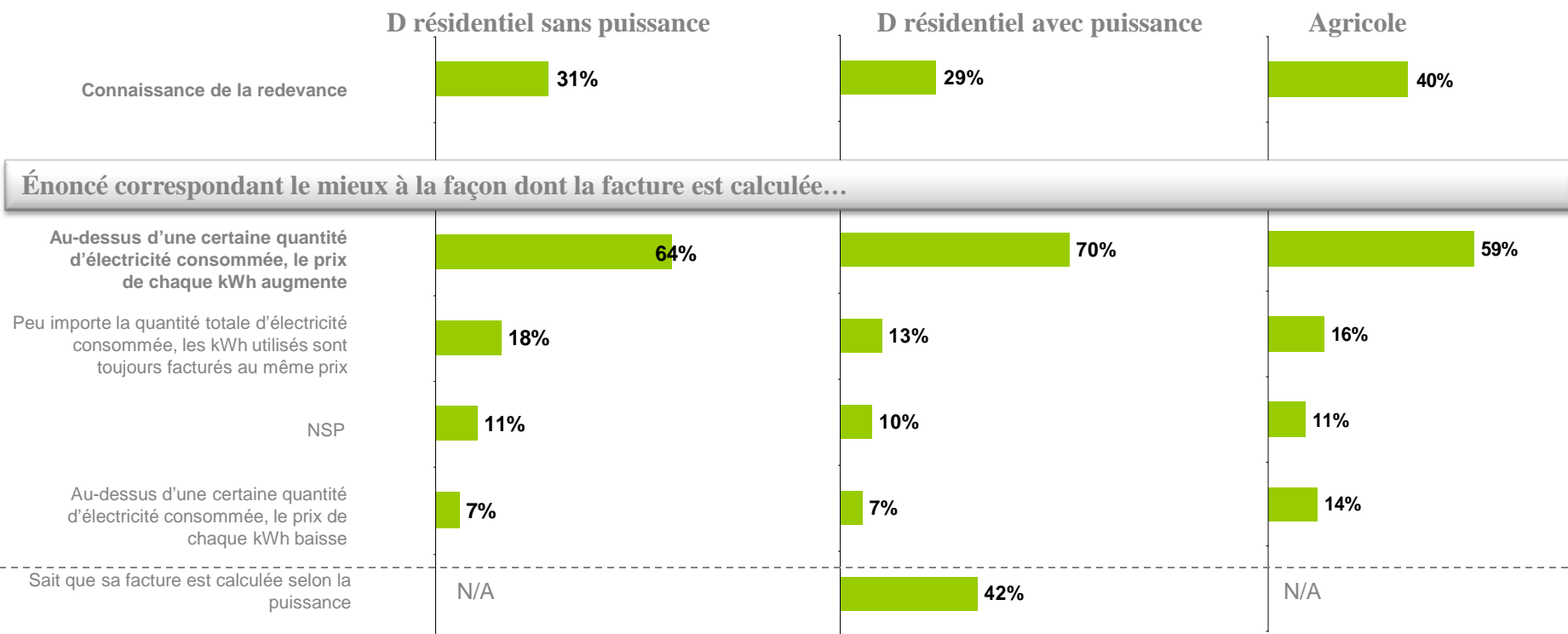


- **La moitié des clients** regarde **attentivement** sa facture d'électricité
- Tous les éléments de la facture sont consultés par au moins la moitié des répondants, notamment les anciennes périodes de facturation
- En général, les clients trouvent **la tarification plus difficile à comprendre que la facture**
- Considérant l'ensemble de leurs dépenses, **environ 85 % des clients résidentiels et agricoles jugent que leur facture d'électricité est une dépense (très ou assez) élevée**. Cette proportion atteint 95 % chez les clients D avec puissance



## 2. Attentes des clients (suite)

### Connaissance de la structure des tarifs

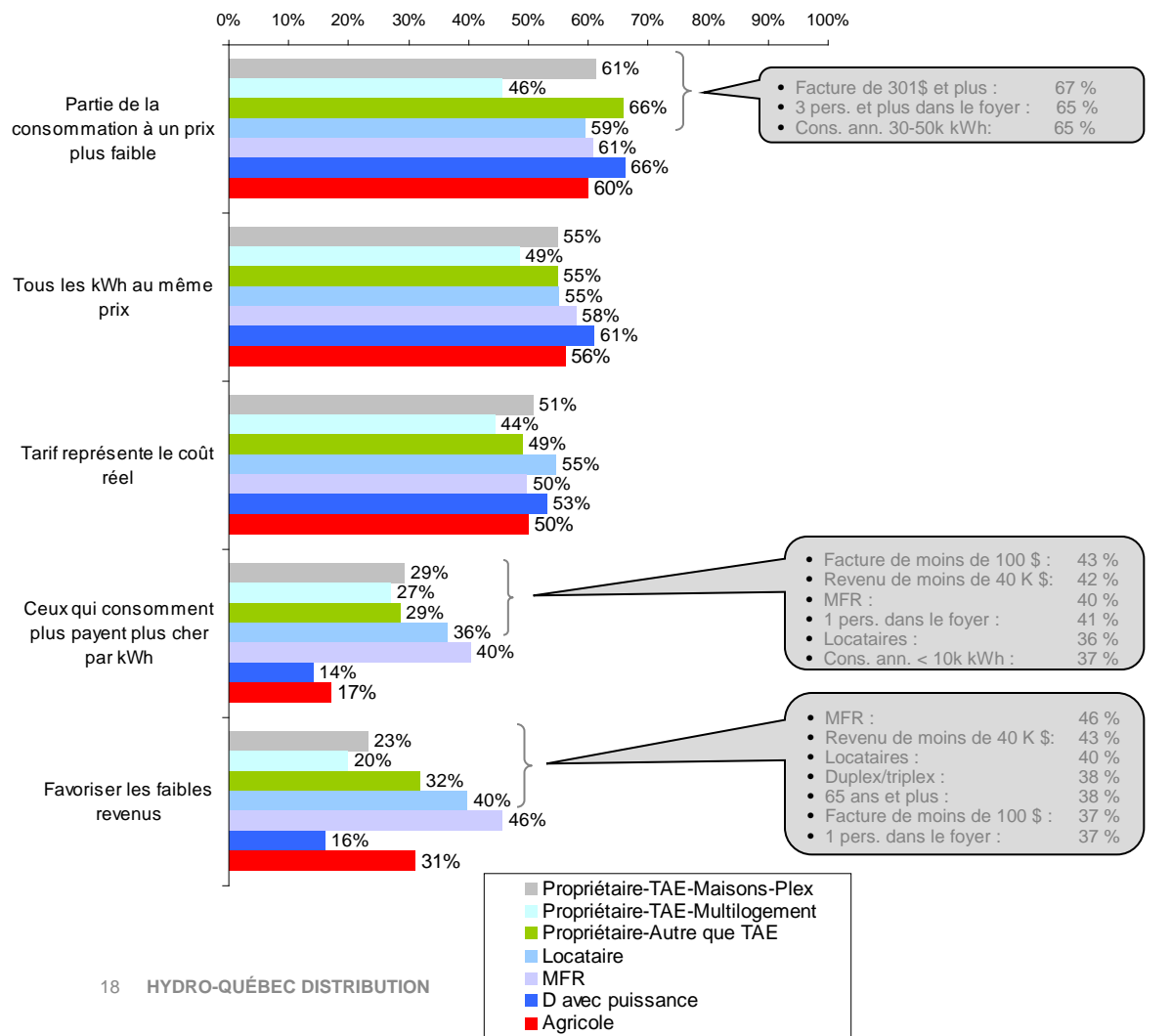


- **Une majorité de répondants** comprennent comment leur facture est calculée
- **Entre 29 et 40 %** de la population étudiée connaît **la redevance**
- 42 % des clients avec puissance savent que leur facture est calculée selon la puissance
- Une faible proportion des clients avec puissance consultent le niveau d'appel de puissance (26 % de ceux qui regardent leur facture)

## 2. Attentes des clients (suite)

### Principes tarifaires

(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)

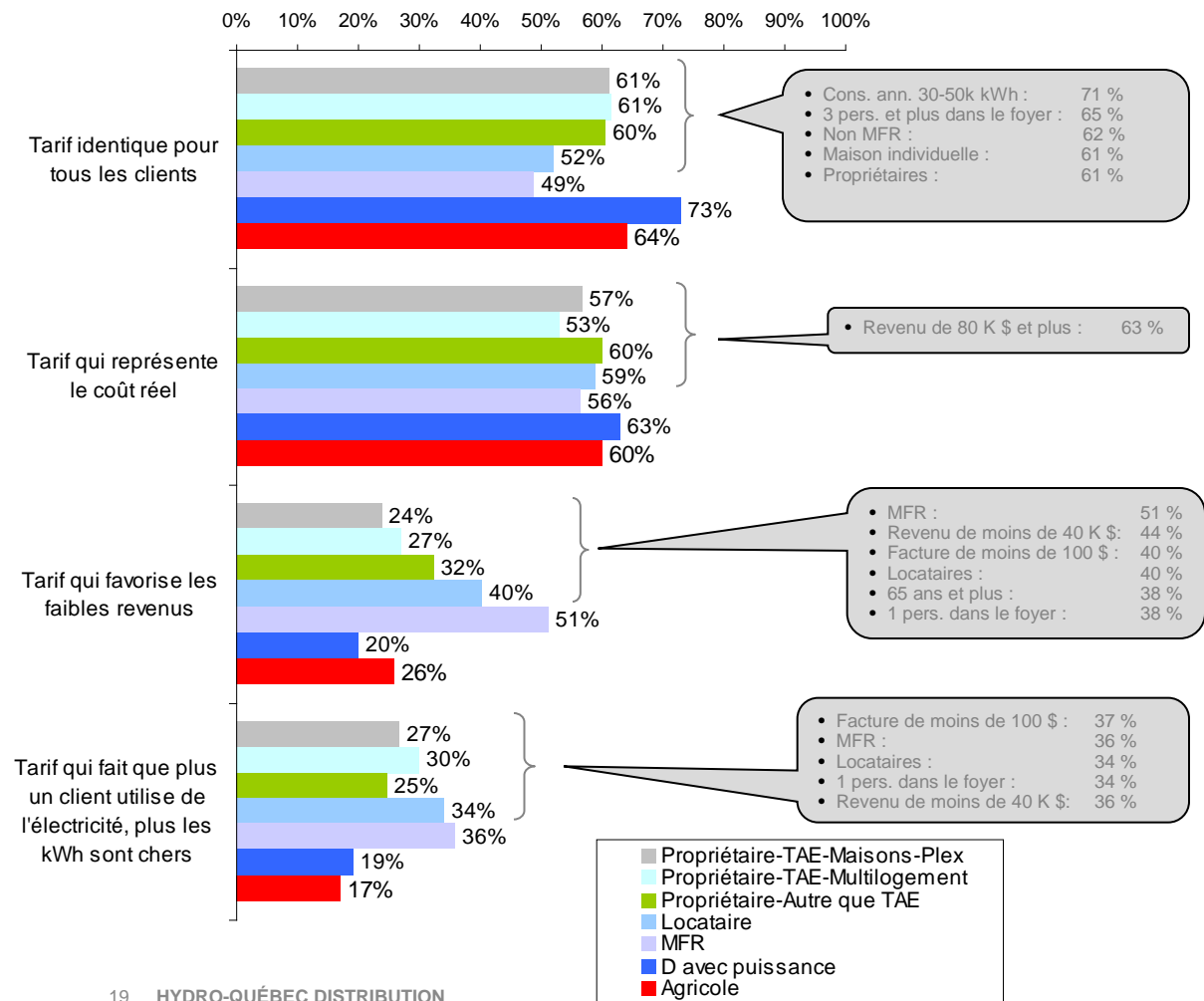


- Le principe tarifaire générant le niveau d'accord le plus élevé est celui énonçant qu'une partie de la consommation devrait être facturée à un prix plus faible
- Un peu plus de la moitié des répondants sont en accord avec les principes selon lesquels les kWh devraient être **facturés au même prix et le tarif devrait représenter le coût réel**
- Le principe voulant que les ménages qui consomment plus d'électricité devraient payer plus cher par kWh ne crée pas l'unanimité. Les MFR sont ceux qui sont le plus en accord avec ce dernier (40 %) alors que les répondants au tarif D avec puissance sont ceux qui le sont moins (14 %)
- Les MFR sont les plus en accord avec le principe « Favoriser les faibles revenus » (46 %) tandis que seulement 16 % des clients D avec puissance sont accord avec ce principe

## 2. Attentes des clients (suite)

### Définition d'un tarif équitable

(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)

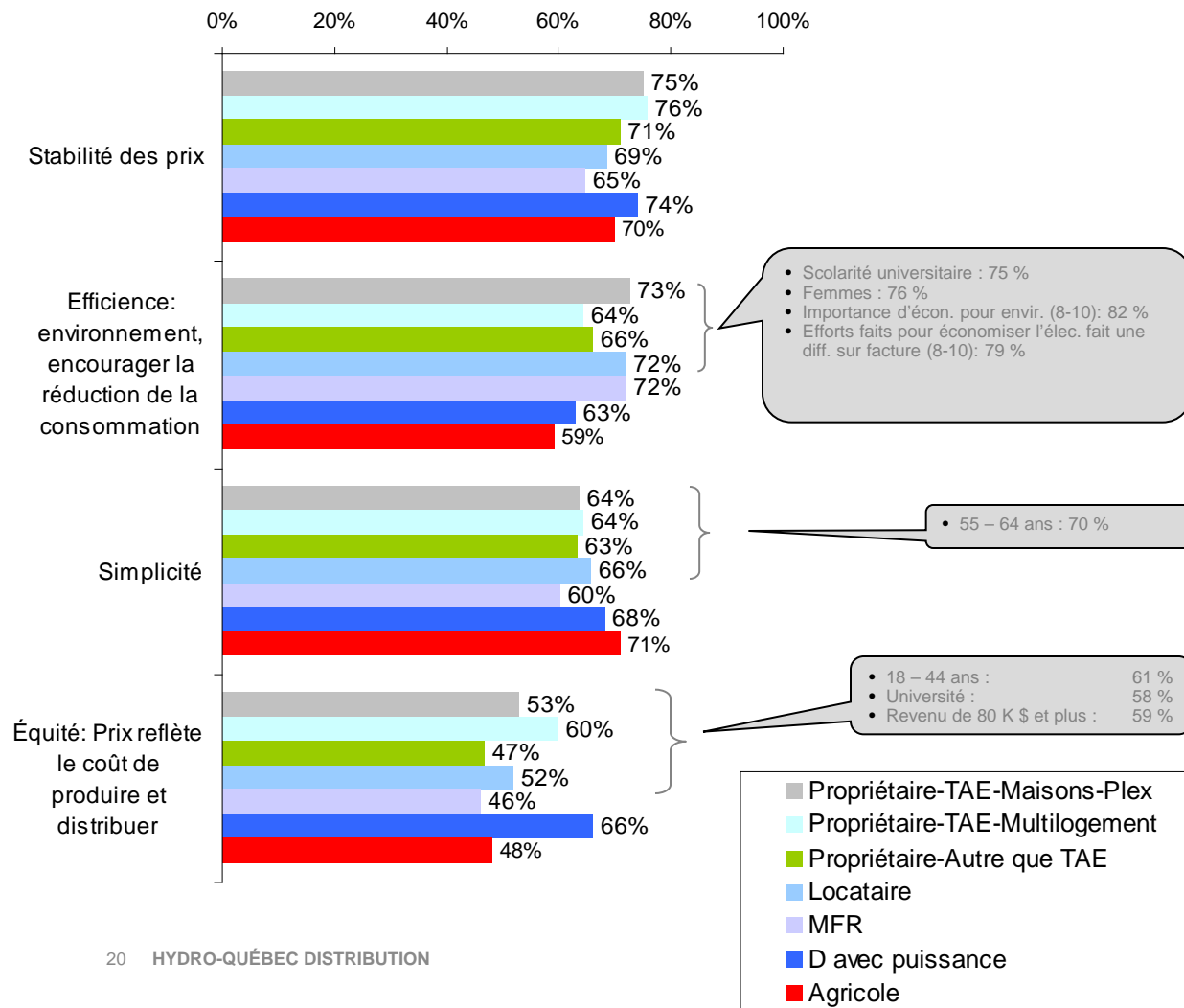


- Plus de la moitié des clients au tarif D sans puissance sont en accord avec l'idée qu'un tarif équitable est un tarif qu'on facture à son vrai coût et qui est le même pour tous les clients. L'idée qu'un tarif équitable est un tarif équivalent pour tous les clients génère cependant un **niveau de désaccord plus important** (note de 1 à 4: 19%). Les clients au tarif D avec puissance sont encore plus en accord avec ces deux définitions d'un tarif équitable que les D sans puissance
- Environ le 1/3 des clients au tarif D sans puissance sont en accord avec l'idée qu'un tarif équitable en est un qui favorise les faibles revenus ou qui fait que plus on utilise de l'électricité, plus les kWh devraient être facturés chers. Les MFR sont encore plus en accord avec ces définitions alors que les clients au tarif D avec puissance et les agricoles le sont moins

## 2. Attentes des clients (suite)

### Éléments à considérer dans l'élaboration d'un tarif

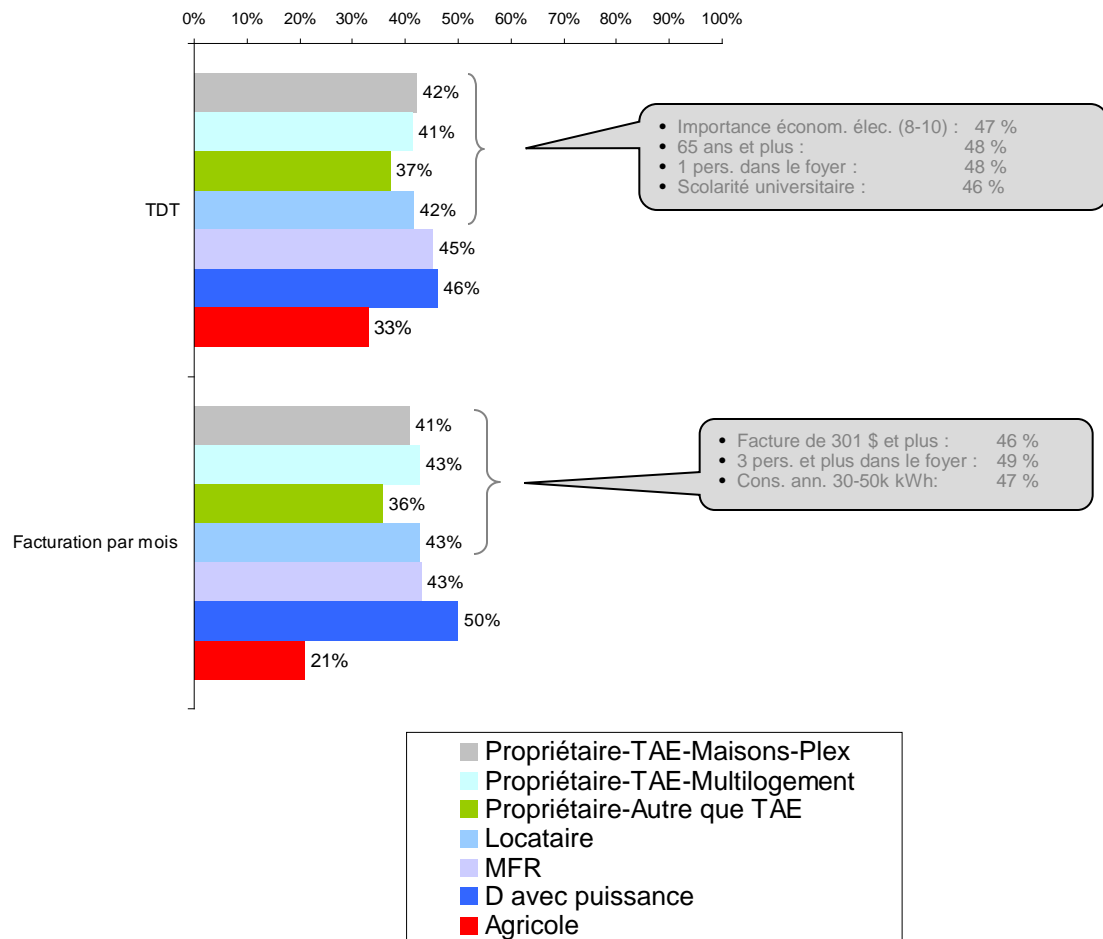
(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- La stabilité des prix, la protection de l'environnement et la simplicité sont les valeurs générant le plus fort niveau d'accord chez les clients au tarif D sans puissance lors de l'élaboration des tarifs
- Les clients agricoles se distinguent en accordant un peu plus d'importance au concept de simplicité
- L'élément « Le prix facturé aux clients reflète le coût de produire l'électricité » retient un peu moins l'attention, sauf pour les clients au tarif D avec puissance qui lui accordent un niveau d'accord comparable aux autres éléments sondés

## 2. Attentes des clients (suite)

### Options tarifaires (Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- L'idée selon laquelle le prix de l'électricité devrait varier selon le moment de la journée pour favoriser la consommation en dehors des périodes de pointe (TDT) **atteint un niveau d'accord variant de 37 à 42 % chez les répondants au tarif D sans puissance**
- L'idée d'être facturés à chaque mois plaît en plus grande proportion aux clients au tarif D avec puissance qu'à ceux sans puissance (question adressée aux clients n'adhérant pas aux Modes de Versements Égaux). Cette option **plaît également plus aux clients au tarif D à plus forte consommation**
- **Les clients agricoles au tarif D** représentent le groupe le moins en accord avec chacune des options proposées

## 3. Balisage

---

- Présentation détaillée des tarifs domestiques de base et sommaire des principales options tarifaires
- 12 distributeurs canadiens, incluant HQD, et 18 distributeurs américains
- Évolution par rapport au balisage produit dans le cadre de la demande R-3644-2007 (HQD-12, doc. 6)
- Tableaux en annexe – Canada et États-Unis

### 3. Balisage (suite)

Tarif de base – Domaine d'application	
Canada – 12 distributeurs	États-Unis – 18 distributeurs
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La taille, le niveau de consommation ou de la charge ne constituent pas des limites à l'admissibilité au tarif de base</li> <li>▪ Différents critères encadrent l'admissibilité de certains usages (exploitation agricole, activité commerciale, mesurage collectif, établissement religieux)</li> <li>▪ La plupart des distributeurs acceptent une petite charge commerciale jumelée à l'usage résidentiel (autre HQD à 10 kW, limite entre 1 et 5 kW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La taille, le niveau de consommation ou de la charge ne constituent pas des limites à l'admissibilité au tarif de base               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Seule exception : un distributeur limite l'admissibilité aux clients &lt; 7 600 kWh/mois et applique un TDT aux plus grands consommateurs</li> </ul> </li> <li>▪ Différents critères encadrent l'admissibilité de certains usages (exploitation agricole, activité commerciale, mesurage collectif, établissement religieux)</li> </ul>

### 3. Balisage (suite)

Tarif de base – Redevance	
Canada – 12 distributeurs	États-Unis – 18 distributeurs
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Tous les distributeurs appliquent une redevance</li><li>▪ 2 distributeurs appliquent 2 redevances selon la capacité de l'entrée électrique (+/- 200 A)</li><li>▪ 4 distributeurs appliquent une redevance selon la densité (zone rurale ou urbaine)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Un seul distributeur n'applique pas de redevance</li><li>▪ La redevance correspond généralement à la facture minimale</li><li>▪ 2 distributeurs appliquent une redevance selon le type d'alimentation (polyphasé ou monophasé et aérien ou souterrain)</li></ul>



### 3. Balisage (suite)

Tarif de base – Prix de l'énergie	
Canada – 12 distributeurs	États-Unis – 18 distributeurs
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 6 distributeurs offrent un tarif à 1 tranche</li> <li>▪ Sur les 4 tarifs à 2 tranches, 3 sont progressifs et 1 est dégressif</li> <li>▪ Ontario : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarif de base différencié dans le temps</li> <li>• Seule la composante fourniture varie selon les plages horaires et les saisons : prix révisés au 1<sup>er</sup> mai et au 1<sup>er</sup> novembre</li> </ul> </li> <li>▪ Variation du nombre de tranches depuis 2007 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Énergie NB et Manitoba Hydro : de 2 tranches dégressives à 1 tranche</li> <li>• Fortis BC et BC Hydro : de 1 tranche à 2 tranches progressives</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 8 distributeurs offrent des tarifs variant selon la saison</li> <li>▪ 6 distributeurs offrent un tarif à 1 tranche</li> <li>▪ La majorité offre un tarif à 2 tranches, dont 6 progressifs, 1 dégressif et 1 distributeur offre un tarif à 2 tranches progressives l'été et à 1 tranche l'hiver</li> <li>▪ 3 distributeurs offrent un tarif à 3 tranches, dont 2 progressifs et 1 progressif l'été et dégressif l'hiver. Un seul offre un tarif à 4 tranches progressives</li> <li>▪ Variation du nombre de tranches depuis 2007 <ul style="list-style-type: none"> <li>• ConEd : de 2 tranches dégressives l'hiver à 1 tranche</li> <li>• Duke SC : de 2 tranches dégressives l'hiver et 1 tranche l'été à 2 tranches progressives</li> <li>• Idaho : de 2 tranches progressives l'été et 1 tranche l'hiver à 3 tranches progressives en tout temps</li> <li>• Réduction du nombre de tranches (PPL : de 3 à 2, Duke NC : de 3 à 1 et PG&amp;E : de 5 à 4)</li> </ul> </li> </ul>

### 3. Balisage (suite)

Tarif de base – Prime de puissance	
Canada – 12 distributeurs	États-Unis – 18 distributeurs
<ul style="list-style-type: none"><li>Seul HQD facture la puissance au tarif domestique (&gt; 50 kW)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Pas de facturation de la puissance pour les tarifs de base</li><li>Quelques tarifs différenciés dans le temps optionnels incluent une prime de puissance</li></ul>

### 3. Balisage (suite)

Canada – 12 distributeurs	États-Unis – 18 distributeurs
<b>Multi logement et charges communes</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 3 distributeurs, tout comme HQD, ont fermé leur tarif de mesurage collectif aux nouveaux abonnements</li> <li>▪ 1 distributeur applique le tarif de base sans ajustement alors que 5 appliquent un multiplicateur correspondant au nombre de logements à la redevance et au seuil de la 1<sup>re</sup> tranche, le cas échéant</li> <li>▪ Seul un distributeur indique spécifiquement que les charges communes sont admissibles au tarif résidentiel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 14 distributeurs ont fermé leur tarif de mesurage collectif aux nouveaux abonnements</li> <li>▪ 3 appliquent le tarif de base si moins de 2 ou 3 logements</li> <li>▪ 4 distributeurs indiquent spécifiquement que les charges communes sont admissibles au tarif résidentiel, dont 2 avec limite du nombre de logements (3 ou 9)</li> <li>▪ 2 appliquent un multiplicateur qui correspond au nombre de logements (seuil d'énergie et/ou redevance)</li> </ul>
<b>Exploitations agricoles</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Seuls SaskPower et Fortis Alberta ont des tarifs spécifiques pour les exploitations agricoles</li> <li>▪ De façon générale, le tarif résidentiel s'applique aux clients agricoles lorsqu'une résidence principale est alimentée par le même compteur</li> <li>▪ Dans les autres cas, incluant lorsqu'il y a des activités commerciales ou industrielles, le tarif général s'applique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Le tiers des distributeurs offrent des tarifs spécifiques aux exploitations agricoles ou à des usages spécifiques (irrigation ou pompage)</li> <li>▪ Dans quelques cas, le tarif résidentiel peut s'appliquer lorsqu'une résidence est alimentée par le même compteur</li> <li>▪ Dans les autres cas, incluant lorsqu'il y a transformation ou activités commerciales, le tarif général s'applique</li> </ul>

### 3. Balisage (suite)

Canada – 12 distributeurs	États-Unis – 18 distributeurs
<b>Ménages à faible revenu</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aucun tarif spécifique pour les MFR</li> <li>▪ Quelques distributeurs offrent des ententes de paiement, des programmes spécifiques ou contribuent à des programmes gouvernementaux (ex.: le <i>Low-Income Energy Assistance Program</i> développé par la Commission de l'énergie de l'Ontario)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 4 distributeurs offrent un tarif spécifique pour les MFR</li> <li>▪ Un distributeur applique une tranche sociale de 350 kWh/mois au tarif de base</li> <li>▪ 4 distributeurs donnent des crédits sur la facture pour les MFR et les personnes âgées ou malades</li> <li>▪ Quelques distributeurs offrent des programmes spécifiques ou contribuent à des programmes gouvernementaux</li> </ul>
<b>Options tarifaires et tarifs résidentiels particuliers</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 3 distributeurs offrent un tarif pour usage saisonnier, tel que les chalets</li> <li>▪ Seuls 2 distributeurs offrent un TDT optionnel               <ul style="list-style-type: none"> <li>• clients ayant un système de chauffage électrique ou un plancher chauffant combiné à un système de stockage d'énergie</li> <li>• tarif différencié selon l'heure et/ou la saison</li> </ul> </li> <li>▪ Seule HQD offre un tarif différencié selon la température (tarif DT)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Plusieurs TDT sont offerts dont certains avec facturation de la puissance, plusieurs en projet pilote</li> <li>▪ Tarification pour périodes critiques de pointe</li> <li>▪ Tarifs interruptibles applicables à des appareils (chauffage, chauffe-eau, air climatisé, piscine)</li> <li>▪ Tarifs pour la recharge de véhicules électriques</li> <li>▪ Tarif annuel garanti sans ajustement en cours d'année (<i>flat bill</i>)</li> </ul>

## 4. Cadre d'analyse

---

- **Évaluation de la stratégie tarifaire actuelle et des scénarios alternatifs**
  - Impacts tarifaires à partir des données de facturation normalisées des clients ayant répondu au sondage Utilisation de l'électricité 2014
  - Dispersion des impacts selon les groupes de clients
  - Contribution aux coûts à l'intérieur de la catégorie domestique selon le niveau de consommation
  - Pour le bilan de la réforme : hausse tarifaire annualisée de 2006 à 2015 (2,1 %)
  - Pour les scénarios alternatifs : hypothèse de hausse tarifaire de 2 %, afin de dégager les impacts en situation réelle
  
- **Analyse du bilan et des scénarios**
  - Évolution du contexte énergétique
  - Préoccupations des différents acteurs (clientèle, intervenants, gouvernement, Régie)
  - Tendances de l'industrie
  - Critères d'évaluation en matière de tarification

## 4. Cadre d'analyse (suite)

- **Contexte énergétique**
  - Surplus énergétique jusqu'en 2024 : impact sur le coût évité en énergie de court terme
  - Augmentation des besoins en puissance : impact sur le coût évité en puissance
  - Position concurrentielle
- **Préoccupations de la clientèle (niveau d'accord selon le sondage sur les attentes des clients)**
  - Partie de la consommation à un prix plus faible
  - Tous les kWh au même prix
  - Tarif représente le coût réel
  - Équité : tarif identique pour tous les clients
  - Simplicité d'application
  - Stabilité des prix
  - Environnement et réduction de consommation
- **Préoccupations des intervenants**
  - Avoir un impact tarifaire identique pour tous par le biais d'une hausse uniforme
  - Améliorer le signal de prix tout en atténuant l'impact sur les plus petits clients, notamment les MFR
  - Atténuer l'impact de la hausse pour les clients qui chauffent à l'électricité
  - Alléger le fardeau des MFR
  - Refléter la hausse des besoins et des coûts en puissance
  - Alléger le fardeau des exploitations agricoles qui ont des hausses supérieures à la moyenne des clients
  - Augmenter le signal de prix pour protéger l'environnement et encourager la réduction de la consommation

## 4. Cadre d'analyse (suite)

### ■ Préoccupations du gouvernement

- Favoriser l'efficacité énergétique (Stratégie énergétique)
- Tenir compte de la capacité de payer des ménages à faible revenu (décret 841-2014)
- Réduire la surconsommation d'électricité (rapport de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise - 19 mars 2015)

### ■ Préoccupations de la Régie

- Présenter une offre tarifaire qui soit équilibrée, équitable, durable et susceptible de contribuer davantage au soutien de l'économie québécoise
- Accentuer le signal de prix pour inciter les clients à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité
- Tenir compte des décrets et des directives émanant des politiques du gouvernement

### ■ Tendances de l'industrie : Faits saillants / grands constats

- Peu d'évolution marquante au cours des 8 dernières années.
- Tendance à abandonner les tarifs dégressifs et à limiter le nombre de tranches d'énergie
- Peu de changements aux tarifs des distributeurs canadiens, mis à part :
  - Ontario : application d'une TDT comme tarif de base pour la composante fourniture
  - Colombie-Britannique : transition rapide d'un tarif dégressif à un tarif progressif
- Ajustements aux structures des tarifs pour le tiers des distributeurs américains
- Quelques nouveaux tarifs optionnels
  - Options et projets pilotes de tarification différenciée dans le temps
  - Tarifs pour la recharge de véhicules électriques (5 distributeurs américains)

## 4. Cadre d'analyse (suite)

### ▪ Critères permettant de porter un regard objectif sur la tarification

Critères	Mesures
<b>Équité</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Récupération des revenus requis</li> <li>• Juste partage des coûts (causalité)</li> <li>• Non-arbitraire, sans jugement de valeurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contribution des revenus aux coûts</li> </ul>
<b>Efficience</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Signal de prix encourageant un usage efficace de l'électricité et décourageant le gaspillage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût évité de long terme (tarifs de base)</li> <li>• GWh évités</li> <li>• Prix à la marge</li> </ul>
<b>Simplicité</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compréhension de la tarification et de la facture par la clientèle</li> <li>• Tarification facile d'application</li> <li>• Peu propice à la controverse et à l'interprétation</li> <li>• Minimiser les difficultés et les coûts d'implantation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niveau d'acceptation et compréhension</li> <li>• Éviter la tarification selon l'usage</li> <li>• Efficience opérationnelle</li> <li>• Structure et composantes des tarifs</li> </ul>
<b>Stabilité et continuité</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter les chocs tarifaires</li> <li>• Privilégier la prévisibilité</li> <li>• Assurer la continuité avec les autres tarifs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacts raisonnables</li> <li>• Transition pour lisser les impacts si possible</li> </ul>



## 4. Cadre d'analyse (suite)

- L'arbitrage des préoccupations des différents acteurs et des éléments de contexte doit pouvoir se faire à la lumière de ces critères

Critères d'évaluation			
Effizienz	Équité	Simplicité	Stabilité et continuité
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Signal de prix encourageant un usage efficace de l'électricité et décourageant le gaspillage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Récupération des revenus requis</li> <li>• Non-arbitraire, sans jugement de valeurs</li> <li>• Juste partage des coûts (causalité)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compréhension de la tarification et de la facture par la clientèle</li> <li>• Tarification facile d'application et efficace sur le plan opérationnel</li> <li>• Peu propice à la controverse et à l'interprétation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter les chocs tarifaires</li> <li>• Privilégier la prévisibilité</li> <li>• Assurer la continuité avec les autres tarifs</li> </ul>

### PRÉOCCUPATIONS

Préoccupations	Effizienz	Équité	Simplicité	Stabilité et continuité
<b>Clientèle</b>				
Environnement, encourager la réduction de consommation	√			
Partie de la consommation à un prix plus faible		√		
Tous les kWh au même prix		√	√	
Tarif représente le coût réel		√		
Tarif identique pour tous les clients		√		
Simplicité d'application			√	
Stabilité des prix				√
<b>Intervenants</b>				
Même impact tarifaire pour tous par le biais de hausses uniformes		√	√	√
Améliorer le signal de prix tout en atténuant l'impact sur les plus petits consommateurs, notamment les MFR	√	√		
Atténuer l'impact de la hausse pour les clients qui chauffent à l'électricité		√		
Alléger le fardeau des MFR		√		
Refléter la hausse des besoins et des coûts en puissance	√			
Alléger le fardeau des exploitations agricoles qui ont des hausses supérieures à la moyenne des clients		√		
Augmenter le signal de prix pour protéger l'environnement et encourager la réduction de la consommation	√			
<b>Gouvernement</b>				
Efficacité énergétique (Stratégie énergétique)	√			
Tenir compte de la capacité de payer des ménages à faible revenu (décret)		√		
Réduire la surconsommation d'électricité (Rapport de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise)	√			
<b>Régie de l'énergie</b>				
Présenter une offre tarifaire qui soit équilibrée, équitable, durable et susceptible de contribuer davantage au soutien de l'économie québécoise	√	√	√	√
Importance du signal de prix pour inciter les clients à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité	√			
Tenir compte des décrets et des directives émanant des politiques du gouvernement				

## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle

- **Objectif en 2006 : Donner un signal de prix qui favorise une utilisation efficace de l'électricité**
  - Appliquer les hausses tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage
  - Geler les composantes sur lesquelles les clients peuvent moins agir
  - Inciter les clients de plus de 50 kW à une gestion efficace de leurs appels de puissance
  - Éviter les chocs tarifaires tout en ayant une préoccupation pour les plus petits clients, notamment les ménages à faible revenu
  
- **Évolution du tarif D depuis 2005**

Composantes	Prix au 1 <sup>er</sup> avril			Part des revenus générés	
	2005	2015	Hausse annualisée (%)	2005	2015
Redevance (¢/jour)	40,64 ¢	40,64 ¢	0,0%	13%	10%
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,02 ¢	5,68 ¢	1,2%	38%	35%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	6,33 ¢	8,60 ¢	3,1%	49%	54%
Prime puissance - Hiver (\$/kW)	3,96 \$	6,21 \$	4,6%	0%	0%
Prime puissance - Été (\$/kW)	-	3,15 \$	-	0%	0%
<b>Total</b>	-	-	-	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

Composantes	Objectifs visés en 2006	Proposition	Constats
Redevance	<p><b>Gel de la composante sur laquelle les clients ne peuvent pas agir</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pour limiter l'impact des plus petits clients</li> <li>S'assurer que la redevance couvre un minimum de coûts fixes d'abonnement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geler la redevance pour accroître le signal de prix en énergie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La redevance couvre en moyenne tous les coûts SALC et mesurage des dernières années</li> <li>La redevance couvre environ 60 % des coûts d'abonnement (SALC, mesurage et réseau taille minimale)</li> </ul>
1 <sup>re</sup> tranche d'énergie	<p><b>Couvrir les usages de base et le chauffage de l'eau</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Faible capacité des clients résidentiels à modifier leur consommation pour les usages de base</li> <li>Peu de variations saisonnières, car ces usages ne sont pas directement reliés aux variations de température</li> <li>Pour limiter l'impact tarifaire des petits clients</li> </ul> <p><b>Maintenir un signal de prix pour encourager l'efficacité énergétique</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Un gel du prix de la 1<sup>re</sup> tranche combiné au gel actuel de la redevance se serait traduit par un gel de facture pour 16 % des clients</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maintenir le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche à 30 kWh par jour pour couvrir les usages de base et le chauffage de l'eau</li> <li>Hausser le prix de la 1<sup>re</sup> tranche à un taux moindre que celui de la 2<sup>e</sup> tranche</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le seuil de 30 kWh par jour est toujours adéquat</li> <li>La hausse du prix de la 1<sup>re</sup> tranche est inférieure à l'inflation sur la période</li> </ul>

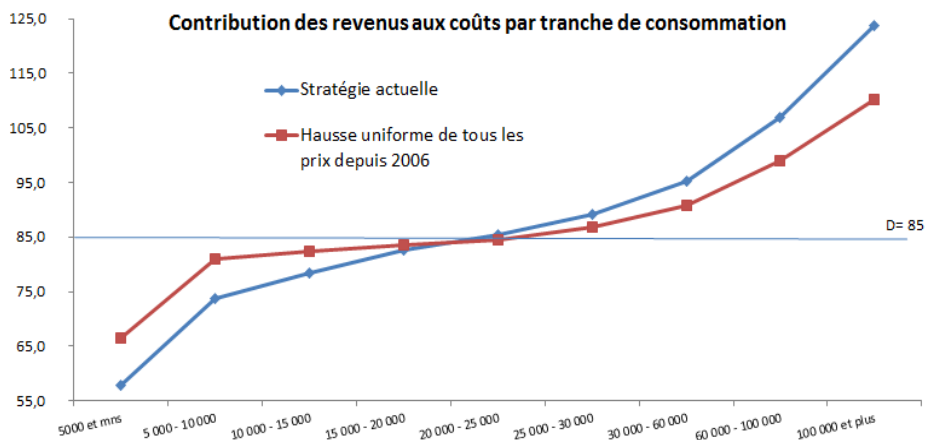
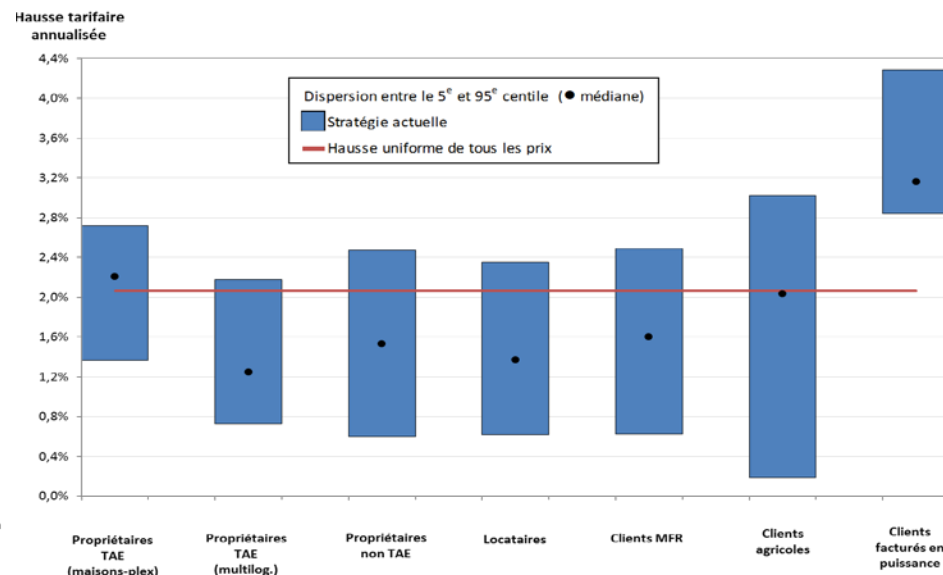
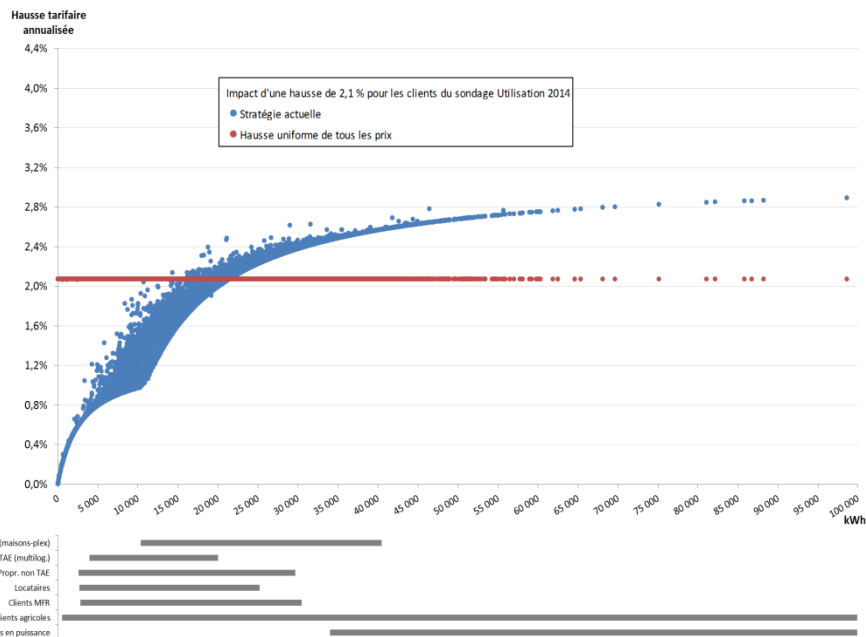
## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

Composantes	Objectifs visés en 2006	Proposition	Constats
<b>2<sup>e</sup> tranche d'énergie</b>	<p><b>Accentuer le signal de prix sur la consommation sur laquelle le client peut agir davantage pour encourager l'efficacité énergétique</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tendre graduellement vers le coût évité du chauffage de long terme en énergie (fourniture et transport, énergie seulement)</li> <li>• Refléter la saisonnalité des besoins</li> <li>• Limiter l'impact pour les plus petits clients</li> <li>• Éviter les chocs tarifaires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hausser 2 fois plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche est près de 3 fois plus élevée que celle du prix de la 1<sup>re</sup> tranche sur la période</li> <li>• Baisse du prix de la 1<sup>re</sup> tranche et gel du prix de la 2<sup>e</sup> tranche lors des baisses tarifaires de 2011 et 2012</li> <li>• Ratio des prix d'énergie : de 1,26 en 2005 à 1,51 en 2015</li> <li>• Évolution du prix de la 2<sup>e</sup> tranche supérieure à l'inflation sur la période</li> <li>• Le prix de la 2<sup>e</sup> tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014)</li> <li>• Le prix du chauffage électrique se rapproche du prix du gaz naturel <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût en ¢/kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel au cours de l'hiver 2014-2015 de 7,27 ¢/kWh (comparativement à 8,90 ¢/kWh à l'hiver 2005-2006)</li> <li>• Prix en ¢/kWh-équivalent incluant les coûts additionnels pour l'acquisition et l'entretien au cours de l'hiver 2014-2015 de 10,53 ¢/kWh (comparativement à 12,64 ¢/kWh à l'hiver 2005-2006)</li> </ul> </li> </ul>

## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

Composantes	Objectifs visés en 2006 et 2009	Proposition	Constats
<b>Prime de puissance</b>	<p><b>Accentuer le signal de prix en puissance en incitant les clients à gérer leurs appels de puissance toute l'année</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Rôle équivalent à une 3<sup>e</sup> tranche pour les clients facturés en puissance</li> </ul> <p><b>Harmoniser les modalités de facturation de la puissance avec celles des tarifs généraux</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Traitement équitable de tous les clients en puissance</li> </ul> <p><b>Tendre graduellement vers le coût évité du chauffage de long terme</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mettre en place une facturation annuelle de la puissance de façon graduelle</li> <li>Gel de la prime de puissance en hiver à 6,21 \$/kW</li> <li>Hausse de la prime de puissance en été de 0,63 \$/kW par année</li> <li>Introduire un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale</li> <li>Facturer les kVA des clients ayant un mauvais facteur de puissance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implantation complétée du mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale et de la facturation des kVA</li> <li>La prime de puissance d'hiver s'élève à 6,21 \$/kW et celle d'été, à 3,15 \$/kW             <ul style="list-style-type: none"> <li>Au rythme de 0,63 \$/kW par année, la prime d'été atteindra celle d'hiver en 2020</li> </ul> </li> <li>Le coût évité du chauffage de long terme est de 18,08 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014)             <ul style="list-style-type: none"> <li>La prime de puissance en hiver combinée au prix de la 2<sup>e</sup> tranche correspond à 10,76 ¢/kWh                 <ul style="list-style-type: none"> <li>La prime de puissance en hiver de 6,21 \$/kW correspond à 2,16 ¢/kWh (FU de 40 %)</li> </ul> </li> <li>Coût évité du chauffage de long terme en puissance est de 4,07 ¢/kWh                 <ul style="list-style-type: none"> <li>Correspondrait à une prime de puissance mensuelle de 11,72 \$/kW (FU de 40 %)</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>Les revenus générés par l'augmentation des primes de puissance ne permettent pas d'atténuer l'impact tarifaire plus important pour les clients facturés en puissance</li> </ul>

## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)



### Constats p/r à une hausse uniforme

- Impacts moindres pour les plus petits clients (gel de la redevance et hausse moins rapide de la 1<sup>re</sup> tranche)
- Impacts plus importants pour les plus gros clients, notamment les clients en puissance (hausse plus rapide en 2<sup>e</sup> tranche et accentuation du signal de prix en puissance)
- Impact médian des MFR plus faible ; malgré tout, certaine dispersion compte tenu de l'étendue des niveaux de consommation
- Plus grande dispersion des impacts des clients agricoles reflétant l'hétérogénéité de cette clientèle (très petits à très gros)
- Accentuation de l'écart entre les revenus et les coûts pour les petits et les grands clients

## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

### ▪ **Efficiences**

- Amélioration du signal de prix pour la consommation sur laquelle le client peut agir
- La croissance du prix de la 2<sup>e</sup> tranche n'a pas permis de réduire l'écart entre celui-ci et le coût évité de chauffage de long terme en énergie (écart en 2005 de 2,0 ¢/kWh ; écart en 2015 de 5,4 ¢/kWh)

### ▪ **Équité**

- Plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche augmente, plus l'écart entre les revenus et les coûts moyens augmente
- Plus d'impacts pour les gros clients, notamment les clients en puissance
- Cette évolution est une conséquence attendue de la stratégie tarifaire

### ▪ **Simplicité**

- Structure tarifaire pas trop compliquée, assez compréhensible pour la clientèle et comparable aux pratiques ailleurs
- Tarif plus complexe pour les clients en puissance

### ▪ **Stabilité et continuité**

- La stratégie d'augmenter davantage le prix de la 2<sup>e</sup> tranche engendre des impacts tarifaires différenciés selon le niveau de consommation
- Les plus grands clients, notamment les clients de plus de 50 kW, ont des impacts plus prononcés

## 5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

---

### ▪ Préoccupations des acteurs

- Rejoint une grande partie des attentes des clients au niveau de la structure tarifaire
  - Un prix plus faible, ou 2 prix pas trop progressifs
- Toutefois, rencontre moins l'attente de la clientèle pour un tarif qui reflète le coût réel
- Stratégie qui rencontre un grand nombre de préoccupations de la Régie, du gouvernement et des intervenants
  - Épargne les plus petits clients, notamment les MFR
  - En appui aux programmes d'efficacité énergétique

*La stratégie actuelle est-elle toujours pertinente ?*

*Quels sont les objectifs à prioriser compte tenu du contexte énergétique des prochaines années ?*

*En quoi les CNG peuvent offrir de nouvelles opportunités en matière de stratégie tarifaire ?*



## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs

---

- **Scénarios alternatifs groupés par composante**
  - Volet énergie
  - Volet redevance
  - Volet puissance
  
- **Dans un premier temps, pour des fins de simplification et de compréhension, les impacts sont isolés pour chacun des scénarios (pas de combinaison)**
  
- **Pour chacun des scénarios (hausse tarifaire de 2 %)**
  - Prix par composante
  - Graphiques et observation des impacts par rapport à la stratégie actuelle
  - Constats (selon les préoccupations, les critères, le balisage...)

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet énergie

*Devrait-on réduire la progression du prix de la 2<sup>e</sup> tranche?*

- **Hausse uniforme des prix de l'énergie**

- Présence de surplus énergétiques jusqu'en 2024
- Atténuer les impacts particulièrement sur les plus gros clients
- Neutraliser l'impact sur les différents groupes de clients

*Devrait-on accélérer la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche?*

- **Hausse en totalité en 2<sup>e</sup> tranche**

- Accélérer la progression de prix de la 2<sup>e</sup> tranche pour s'approcher du coût évité de long terme
- Réduire la surconsommation d'électricité (propos de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise)
- Favoriser davantage l'efficacité énergétique

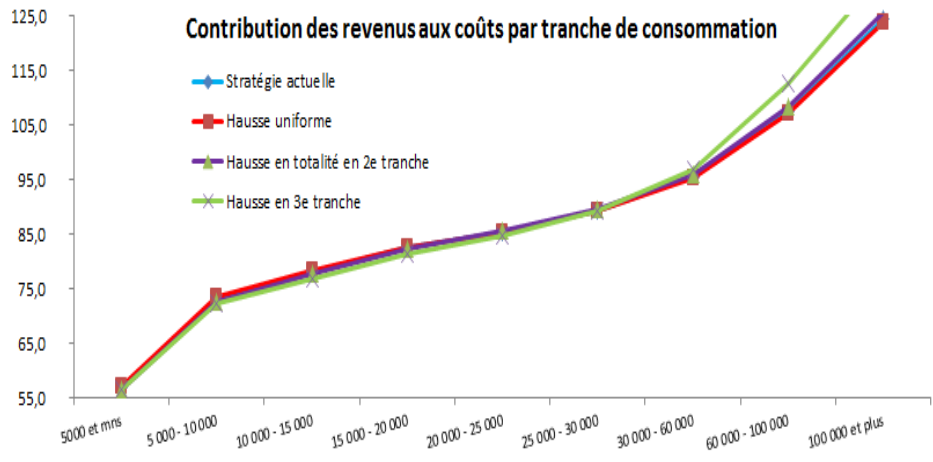
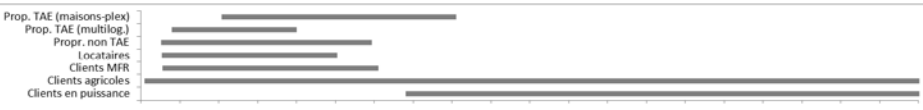
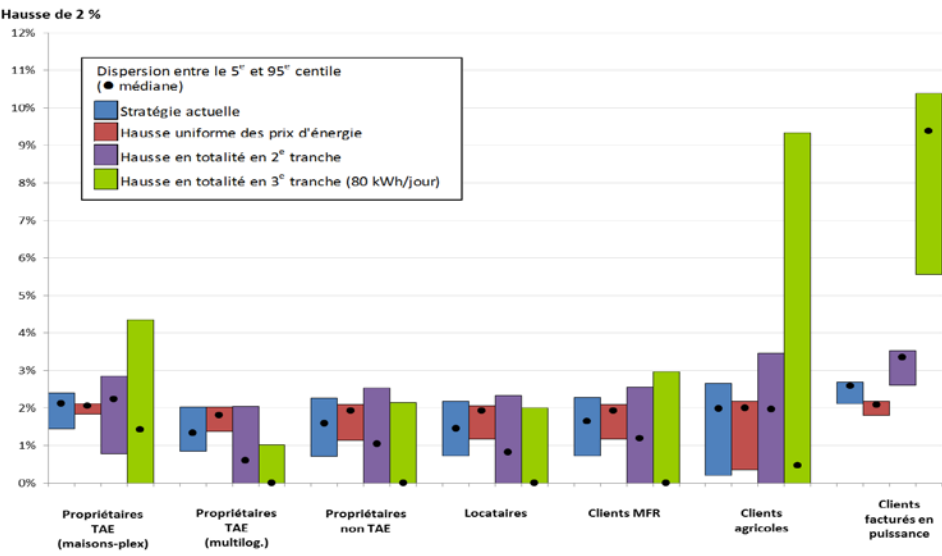
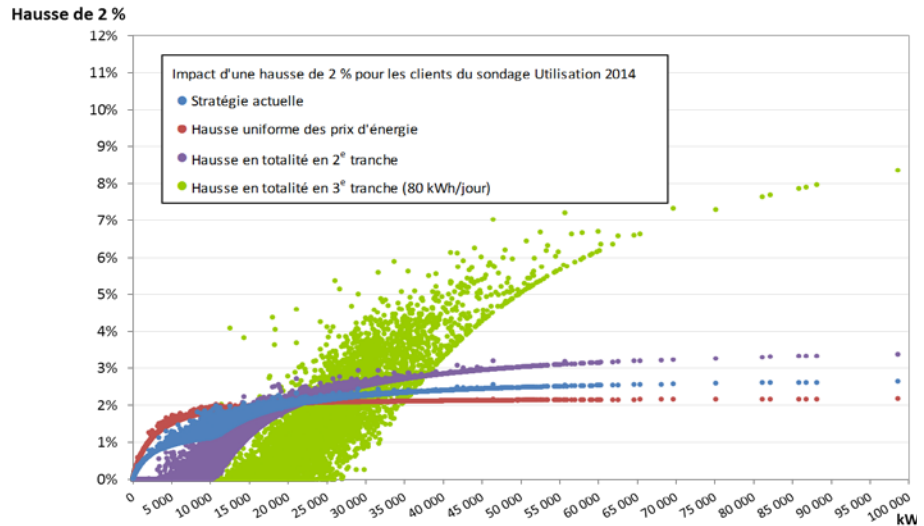
- **Hausse en totalité en 3<sup>e</sup> tranche (au-delà de 80 kWh/jour)**

- Introduire une 3<sup>e</sup> tranche et accélérer sa progression pour s'approcher du coût évité de long terme
- Réduire la surconsommation d'électricité (propos de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise)
- Faire payer davantage les plus grands clients
- Favoriser davantage l'efficacité énergétique

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet énergie (suite)

Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 %- Scénarios sur les prix d'énergie			
		Stratégie actuelle	Hausse uniforme des prix d'énergie	Hausse en totalité en 2 <sup>e</sup> tranche	Hausse en totalité en 3 <sup>e</sup> tranche (80 kWh/jour)
Redevance (¢/jour)	40,64¢	40,64¢	40,64¢	40,64¢	40,64¢
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68¢	5,76¢	5,81¢	5,68¢	5,68¢
<i>hausse</i>		1,4%	2,2%	0,0%	0,0%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	8,84¢	8,79¢	8,92¢	8,60¢
<i>hausse</i>		2,8%	2,2%	3,7%	0,0%
Énergie - 3 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	-	-	-	-	9,60¢
<i>hausse</i>		-	-	-	11,6%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$	6,21\$	6,21\$	6,21\$	6,21\$
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$	3,15\$	3,15\$	3,15\$	3,15\$
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

# 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet énergie (suite)



## Constats p/r à la stratégie actuelle

- **Hausse uniforme** : Moins de dispersion des impacts : impact plus élevé pour les petits clients dont les MFR et les plus petits agricoles
- **Tout en 2<sup>e</sup> tranche** : gel de la facture pour les clients qui consomment uniquement en 1<sup>re</sup> tranche et impact plus élevé pour les plus grands clients
- **Tout en 3<sup>e</sup> tranche** : Gel de la facture pour les clients qui ne consomment jamais en 3<sup>e</sup> tranche. Parmi les clients touchés certains consomment peu mais ont un profil saisonnier (TAE). Impact encore plus élevé pour les plus grands clients, notamment les clients en puissance (accentue l'écart important entre les coûts et les revenus pour les grands clients)

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet énergie (suite)

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

### ▪ **Hausse uniforme des prix d'énergie**

- Même impact tarifaire pour tous par le biais de hausses uniformes
- Atténuer l'impact de la hausse pour les clients qui chauffent à l'électricité
- Alléger le fardeau des exploitations agricoles qui ont des hausses supérieures à la moyenne des clients

### ▪ **Hausse en totalité en 2<sup>e</sup> tranche**

- Environnement, encourager la réduction de consommation
- Améliorer le signal de prix tout en atténuant l'impact sur les plus petits consommateurs, notamment les MFR
- Refléter la hausse des besoins et des coûts en puissance
- Importance du signal de prix pour inciter les clients à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité

### ▪ **Hausse en totalité en 3<sup>e</sup> tranche**

- Environnement, encourager la réduction de consommation
- Améliorer le signal de prix tout en atténuant l'impact sur les plus petits consommateurs, notamment les MFR
- Refléter la hausse des besoins et des coûts en puissance
- Importance du signal de prix pour inciter les clients à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité
- Réduire la surconsommation (propos de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise)

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet redevance

---

*La redevance devrait-elle couvrir l'ensemble des coûts d'abonnement ?*

- **Hausse de la redevance**

- Équité : Meilleur reflet des coûts de service

*La redevance ne contribue pas au signal de prix : pourquoi ne pas la réduire ?*

- **Baisse de la redevance**

- Contribue à la progression des prix d'énergie

*Devrait-on introduire une facture minimale ?*

- **Introduction d'une facture minimale couvrant les coûts d'abonnement**

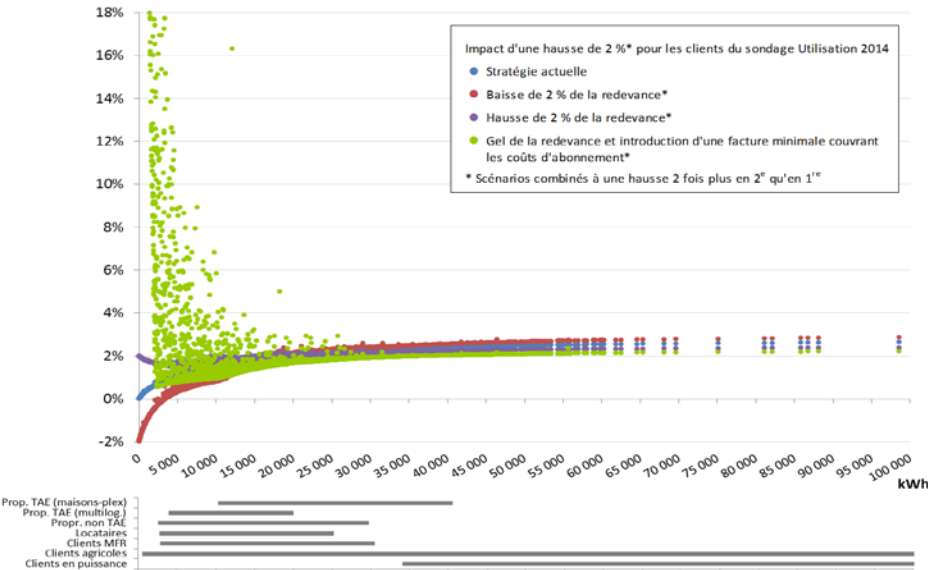
- Permet de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits clients, notamment les autoproducteurs (pratiquement aucune consommation)
- Peu ou pas d'impact pour les petits clients qui consomment
- Envisagé par BC Hydro

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet redevance (suite)

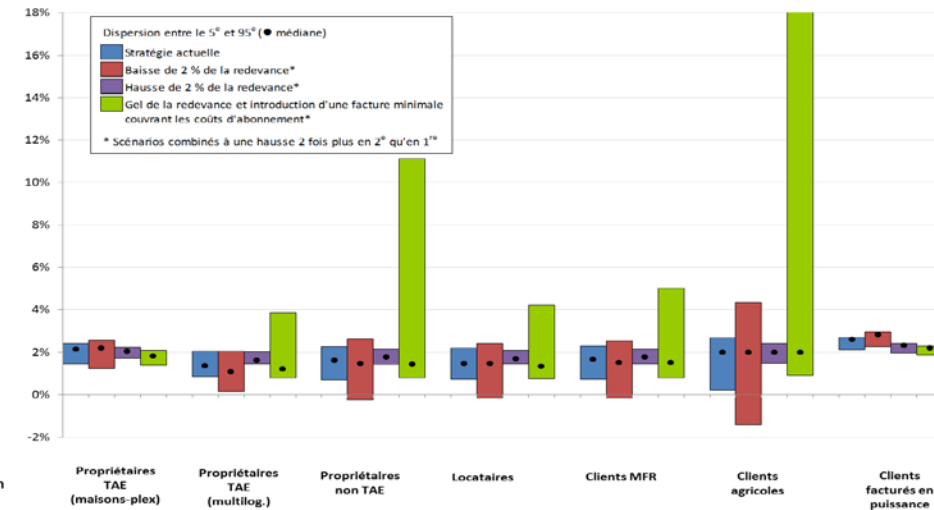
Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 % - Scénarios sur la redevance			
		Stratégie actuelle	Baisse de 2% de la redevance	Hausse de 2% de la redevance	Gel de la redevance et facture minimale couvrant les coûts d'abonnement
<b>Redevance (¢/jour)</b>	<b>40,64¢</b>	<b>40,64¢</b>	<b>39,83¢</b>	<b>41,45¢</b>	<b>40,64¢</b>
<i>hausse</i>		0,0%	-2,0%	2,0%	0,0%
<b>Facture minimale de 74,25 ¢/jour (\$/mois)</b>	-	-	-	-	<b>22,28 \$</b>
<i>hausse</i>					-
<b>Énergie - 1<sup>re</sup> tranche (¢/kWh)</b>	<b>5,68¢</b>	<b>5,76¢</b>	<b>5,77¢</b>	<b>5,75¢</b>	<b>5,75¢</b>
<i>hausse</i>		1,4%	1,5%	1,3%	1,2%
<b>Énergie - 2<sup>e</sup> tranche (¢/kWh)</b>	<b>8,60¢</b>	<b>8,84¢</b>	<b>8,86¢</b>	<b>8,81¢</b>	<b>8,80¢</b>
<i>hausse</i>		2,8%	3,1%	2,5%	2,3%
<b>Prime de puissance - Hiver (\$/kW)</b>	<b>6,21\$</b>	<b>6,21\$</b>	<b>6,21\$</b>	<b>6,21\$</b>	<b>6,21\$</b>
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Prime de puissance - Été (\$/kW)</b>	<b>3,15\$</b>	<b>3,15\$</b>	<b>3,15\$</b>	<b>3,15\$</b>	<b>3,15\$</b>
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

# 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet redevance (suite)

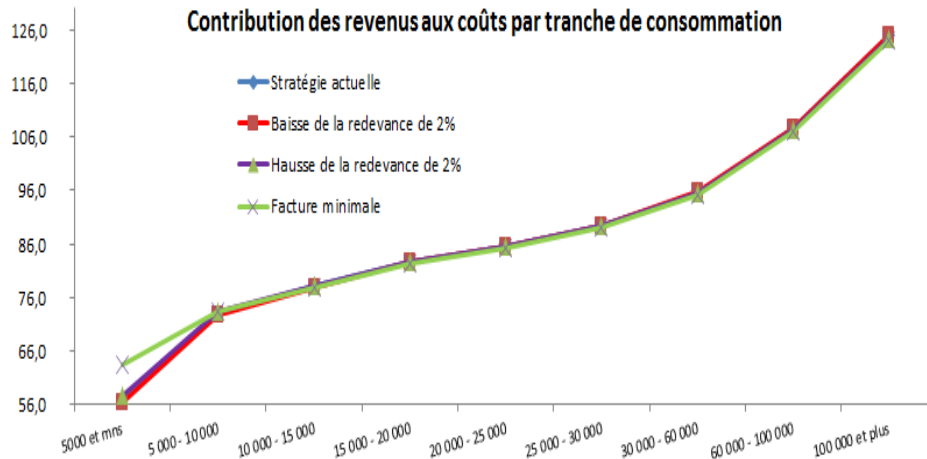
Hausse de 2 %



Hausse de 2 %



Contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation



## Constats p/r à la stratégie actuelle

- **Baisse** : accroît la dispersion des impacts en permettant la croissance plus importante des prix d'énergie (accentuation du signal de prix)
- **Hausse** : réduit la dispersion des impacts, car ne permet pas d'augmenter les prix autant que la stratégie actuelle
- **Facture minimale** : touche les très petits clients et ceux qui ne consomment pas durant toute l'année : impact en % important mais limité en \$ (maximum de 123 \$/an si entrée monophasée)
  - Permet de récupérer davantage de coûts d'abonnement auprès de ceux qui consomment très peu (moins de 178 kWh/mois), parmi lesquels se retrouvent plusieurs exploitations agricoles
  - Permet de réduire les hausses sur les prix d'énergie



## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet redevance (suite)

---

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

- **Baisse de 2 % de la redevance**
  - Environnement, encourager la réduction de consommation
  - Augmenter le signal de prix pour protéger l'environnement et encourager la réduction de la consommation
  
- **Hausse de 2 % de la redevance**
  - Tarif représente le coût réel
  - Atténuer l'impact de la hausse pour les clients qui chauffent à l'électricité
  
- **Gel de la redevance et introduction d'une facture minimale**
  - Tarif représente le coût réel

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet puissance

*Devrait-on augmenter davantage les primes de puissance ?*

- **Hausse des primes de puissance**

- Pour s'approcher davantage du coût évité en puissance de long terme et donner un meilleur signal de prix

*Serait-il possible de traiter séparément les clients facturés en puissance et ceux facturés en énergie seulement afin d'avoir une stratégie tarifaire mieux adaptée ?*

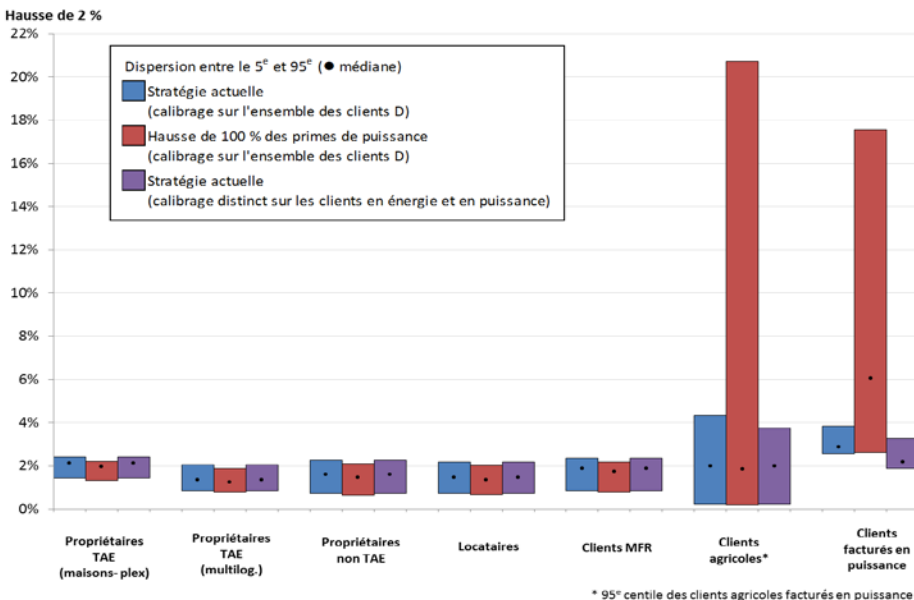
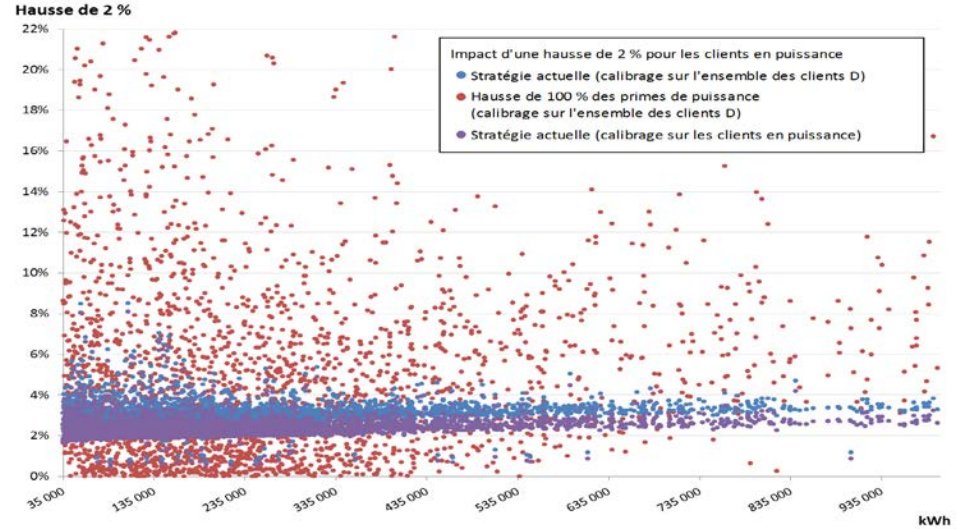
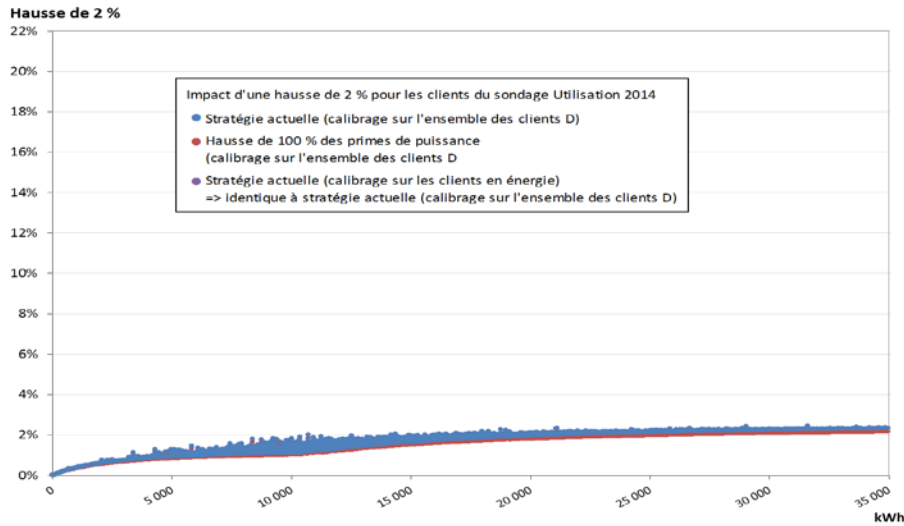
- **Introduction d'un tarif D2 pour les clients de plus de 50 kW**

- Meilleur reflet des coûts de service
- Pour s'approcher du coût évité de long terme et donner un meilleur signal de prix

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet puissance (suite)

Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 %- Scénarios sur la puissance			
		Stratégie actuelle	Hausse de 100 % des primes de puissance et hausse 2 fois plus en 2 <sup>e</sup> qu'en 1 <sup>re</sup>	Stratégie actuelle (calibrage sur les clients en énergie)	Stratégie actuelle (calibrage sur les clients en puissance)
Redevance (¢/jour) <i>hausse</i>	40,64¢	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh) <i>hausse</i>	5,68¢	5,76¢ 1,4%	5,75¢ 1,3%	5,76¢ 1,4%	5,74¢ 1,0%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh) <i>hausse</i>	8,60¢	8,84¢ 2,8%	8,82¢ 2,6%	8,84¢ 2,8%	8,78¢ 2,0%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW) <i>hausse</i>	6,21\$	6,21\$ 0,0%	12,42\$ 100,0%	6,21\$ 0,0%	6,21\$ 0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW) <i>hausse</i>	3,15\$	3,78\$ 20,0%	6,30\$ 100,0%	3,78\$ 20,0%	3,78\$ 20,0%

# 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet puissance (suite)



## Constats p/r à la stratégie actuelle

- Stratégie actuelle touche de façon importante les clients en puissance
- Les revenus en puissance (7 M\$) ont un poids relatif très faible (0,1 %) par rapport aux revenus associés aux autres composantes
  - À titre illustratif, en doublant les primes de puissance, la baisse des prix d'énergie est négligeable : choc tarifaire pour certains clients en puissance pour très peu d'impact pour le reste de la clientèle
- Traiter séparément les clients en puissance de ceux en énergie permettrait de proposer une stratégie tarifaire propre à chacune de ces catégories de clients
  - Possibilité de faire évoluer la stratégie pour les clients en puissance de manière à accentuer le signal de prix en puissance tout en compensant directement ces clients par la baisse des prix d'énergie
    - Réduit les impacts tarifaires pour les clients en puissance
    - Aucun impact pour les clients en énergie, car on retire une portion négligeable de la clientèle (les clients en puissance représentant moins de 0,2 % des clients domestiques)

## 6. Discussion sur les scénarios alternatifs – Volet puissance (suite)

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

### ▪ **Hausse de la prime**

- Augmenter le signal de prix pour protéger l'environnement et encourager la réduction de la consommation
- Améliorer le signal de prix tout en atténuant l'impact sur les plus petits consommateurs, notamment les MFR
- Efficacité énergétique
- Réduire la surconsommation (propos de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise)
- Refléter la hausse des besoins et des coûts de puissance

### ▪ **Traiter séparément les clients en puissance (tarif D2)**

- Réduire les impacts tarifaires pour les clients en puissance
- Alléger le fardeau des exploitations agricoles qui ont des hausses supérieures à la moyenne des clients
  - *Pistes d'évolution pour le tarif D2*
    - *Structure similaire au tarif M?*
    - *Abolition de la redevance?*
    - *Baisse du seuil de facturation de la puissance (dès le 1<sup>er</sup> kW appelé) pour inciter les clients à faire une meilleure gestion de leurs appels de puissance?*
    - *Structure à une seule tranche d'énergie?*

## 7. Étapes à venir

---

### ▪ D'ici la 2<sup>e</sup> rencontre

- Intervenants
  - Envoi de commentaires d'ici le 7 mai 2015
- HQD
  - Analyse des nouveaux scénarios retenus en vue de la 2<sup>e</sup> rencontre

### ▪ Lors de la 2<sup>e</sup> rencontre

- Présentation et discussion des analyses effectuées depuis la 1<sup>re</sup> rencontre
- Constats et pistes à retenir pour la stratégie tarifaire domestique
  - Au dossier tarifaire 2016-2017
  - À plus long terme
- Présentation et discussion des analyses relatives à la clientèle au tarif DT

## Annexe : Tableaux de balisage – Canada et États-Unis

**Balisage des tarifs domestiques au Canada au 1<sup>er</sup> avril 2015**

Compagnie	Tarif	Redevance \$/mois Croissance 2007-2015	Structure	Énergie				Mesurage collectif	Exploitations agricoles		Tarif pour Ménages à faible revenu	Options tarifaires et conditions particulières	Activités commerciales connexes adm.	
				Saison	1 <sup>re</sup> tranche kWh €/kWh <sup>1</sup>		2 <sup>e</sup> tranche kWh €/kWh <sup>1</sup>		Admissibilité au tarif résidentiel	Tarif spécifique				
Hydro-Québec, QC	Domestique Tarif D Puissance facturée > 50 kW	12,19  gel	2 tranches progressives		900	5,68	Reste	8,60	Admissible D sans multiplicateur s'applique. Tarif DM (D avec multiplicateur) applicable uniquement aux immeubles collectifs construits avant mai 2009	Admissible Les activités commerciales et/ou industrielles ne doivent pas excéder 10 kW	Non Diverses ententes de paiement sont offertes	Tarif DT pour les clients ayant un système biénergie conforme (prix hors pointe/pointe selon la température)	≤ 10 kW	
Maritime Electric, PE	Residential service rate Rate Code 110 et 130	24,57 > 2 000 habitants 26,92 < 2 000 habitants 10% ND	2 tranches dégressives		2 000 13,16 (1 200 en 2007)		Reste	10,38	Non admissible Mesurage collectif ainsi que les espaces communs sont facturés au tarif général	Admissible	Non	Tarif pour usages saisonniers (cons. nov à mai < 50% cons. juin à oct.) : redevance de 37,50 \$/mois et prix d'énergie identiques à ceux du tarif de base	≤ 2 kW excluant chauffage et air climatisé	
Nova Scotia Power, NS	Domestic service tariff Rate codes 02, 03,04	10,83  gel	1 tranche		Tous 14,251			-	-	Se réserve le droit d'interdire le mesurage collectif. Sinon, la redevance est multipliée par le nombre de logements.	Admissible Jusqu'à 200 A et 240 V. Compteurs distincts Même compteur que la résidence si ferme «accessoire»	Non Ententes de paiement sont proposées si incapacité de payer (s'applique à tous les clients)	TDT horo-saisonnier applicable si système de chauffage de base et/ou un plancher chauffant combiné à un système de stockage thermique	≤ 3 kW excluant chauffage et climatisation
Énergie NB, NB	Usage domestique BPT N-1	20,48 > 2 000 habitants 22,46 < 2 000 habitants 7% 7%	1 tranche  Était 2 tranches dégressives		Tous 10,25			-	-	Non admissible Mesurage collectif facturé au tarif général	Admissible Sauf pour la vente au détail ou en gros	Non	Usage saisonnier (chalet) : redevance de 22,46 \$/mois et prix d'énergie identiques à ceux du tarif de base	≤ 2 kW excluant chauffage et climatisation
Ottawa Hydro, ON	Tarifs résidentiels	10,59  12%	TDT saisonnier Révisé 2 fois par année (mai et novembre)	période creuse	12,210	-	-	-	Tarif général de T&D s'applique aux immeubles collectifs. Toutefois ils sont admissibles au prix réglementé de la fourniture (seuil multiplié par le nombre de log.)	ND	Non Programme de l'OEB		ND	
SaskPower, SK	Residential rates E01 et E02 (Zone urbaine) E03 (Zone rurale)	20,22 29,19  32% ND	1 tranche  1 tranche		Tous 12,340			-	-	Fermé pour tout nouveau client La redevance est multipliée par le nombre de logements	Non admissible Tarif Ferme (< 1 MVA) Tarifs irrigation et irrigation interruptible disponibles	Non		ND
Newfoundland Power, NL	Domestic service Rate #1.1	15,68 < 200 A 20,68 > 200 A  1% NA	1 tranche		Tous 11,178			-	-	Fermé aux nouveaux clients. À la discrétion du distributeur dans le cas de conversion de résidence unifamiliale à multi-familiale. Si > 4 unités la redevance est multipliée par le nombre de logements	ND	Non	Tarif saisonnier. Application du tarif de base avec différenciation du prix hiver et autres mois. Prix haussé de 0,953 ¢/kWh en hiver et réduit de 1,297 ¢/kWh les autres mois	≤ 3 kW excluant le chauffage des espaces
Toronto Hydro, ON	Residential rates Tarif résidentiel	21,21  64%	TDT saisonnier Révisé 2 fois par année (mai et novembre)	période creuse	11,936	-	-	-	Tarif dom. de T&D si ≤ 6 logements. Immeubles collectifs admissibles au prix réglementé de la fourniture (seuil multiplié par le nombre de logements)	ND	Non Programme de l'OEB		ND	
BC Hydro, BC	Residential service Rate zone 1, 1101 Rate zone 2, 1107	5,00 5,33  36% 44%	2 tranches progressives  Était une tranche		675	7,52	Reste	11,27	Admissible Sc. 1121 et 1127 applicables aux immeubles collectifs. Redevance et énergie multipliées par le nombre de logements  avant : sc 1131 à 3 tranches (200 kWh et moins, 100 suivants et reste)	Admissible Normalement monophasé mais peut être triphasé à la discrétion de BCH  Sc. 1151, 1161 Exempt residential service applicable	Non		ND	
Manitoba Hydro, MB	Residential Tariff No. 2007-01 < 200 A > 200 A	7,57 < 200 A 15,14 > 200 A  21% 21%	1 tranche  Était 2 tranches dégressives		Tous 7,672			-	-	Admissible Si ≤ 4 logements, < 50 kVA et aucun usage mixte	Admissible Si somme des charges des usages agricoles et résidentiels < 50 kW	Non Programme pour personnes, familles et aînés à faible revenu. Accès à des services, du soutien communautaire et formation professionnelle	Tarif pour usage saisonnier applicable aux clients qui consomment moins de 7 500 kWh par période de facturation : redevance et facture minimale sur une base annuelle et prix d'énergie identique à celui du tarif de base	≤ 3 kW



**Balisage des tarifs domestiques au Canada au 1<sup>er</sup> avril 2015**

Compagnie	Tarif	Redevance \$/mois <i>Croissance 2007-2015</i>	Structure	Énergie				Mesurage collectif	Exploitations agricoles		Tarif pour Ménages à faible revenu	Options tarifaires et conditions particulières	Activités commerciales connexes adm.
				Saison	1 <sup>re</sup> tranche		2 <sup>e</sup> tranche		Admissibilité au tarif résidentiel	Tarif spécifique			
					kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh	¢/kWh <sup>1</sup>					
Fortis Alberta, AB	Residential Service Rate 11	23,03  19%	1 tranche	Tous	10,372	-	-	Fermé aux nouveaux clients depuis 2000	<b>Non admissible</b>	Tarif Ferme applicable si située en milieu rural et combinée à une résidence  Tarif pour irrigation offert (tarif pour séchage de grain fermé)	<b>Non</b>		≤ 1 kW
FortisBC, BC	Residential Service - Sc. 1	15,17  39%	2 tranches progressives  <i>Était une tranche</i>		800	9,093	Reste 13,543	<b>Admissible</b> À la discrétion du distributeur. La redevance et seuil de la 1re tranche sont multipliés par le nombre de logements	<b>Admissible</b> Si ≤ 5 HP (ajustement de la redevance) Sc. 1151, 1161 Exempt residential service applicable		<b>Non</b>	TDT de type horo-saisonnier (fermé)	≤ 5 kW

<sup>1</sup> Prix excluant les clauses d'ajustement qui s'appliquent dans certains cas

## Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1<sup>er</sup> avril 2015

En dollars américains.

Compagnie	Tarif	Redevance \$/mois <sup>1</sup> Croissance 2007-2015	Structure	Énergie								Mesurage collectif	Exploitations agricoles		Tarif pour Ménages à faible revenu	Options tarifaires et conditions particulières	Activités commerciales connexes adm.		
				Saison	1 <sup>re</sup> tranche		2 <sup>e</sup> tranche		3 <sup>e</sup> tranche		4 <sup>e</sup> tranche		Admissibilité au tarif résidentiel	Tarifs et conditions particuliers					
					kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh							¢/kWh <sup>1</sup>	
Boston Edison, MA	Residential Rate R-1	6,43  gel	1 tranche		Tous	23,17	-	-	-	-	-	-	≤ 9 logements (redevance multipliée par 2)  Applicable pour l'usage en commun, limite de 9 logements si mesurage collectif	Admissible	Droit à un rabais de 10% sur la portion T&D	Oui Residential assistance Rate R-2. Tarif spécifique pour les MFR renouvelable à chaque année sur présentation des pièces justificatives	Residential space heating (R-3) pour usage résidentiel avec chauffage, pour aires communes de condos ou de coopératives d'habitation  TDT optionnel (R-4)  Projet pilote de Smart Grid dans quelques villes	ND	
Commonwealth Edison, IL	Residential Rate BES-R (no space heating)	15,38  73%	1 tranche saisonnier	Été (Juin-Sept.) Hiver (Oct.-Mai)	Tous	11,487 11,362	-	-	-	-	-	-	Tarif de base applicable pour 2 logements Tarif multilogement disponible Applicable pour l'usage en commun si < 6 logements	Admissible	Usage doit être principalement domestique	Programme pour la modernisation des équipements	Non Offre de programmes d'aide	TDT Basic electric service hourly pricing (BESH)  Tarif pour usage résidentiel avec chauffage électrique offert	Usage principalement résidentiel
Detroit Edison, MI	Residential service rate D1	6  13%	2 tranches progressives			510	11,915	Reste	13,260	-	-	-	Admissible Tarif de base applicable pour 2 logements  Non admissible pour l'usage en commun	Admissible	Si même compteur que la résidence	Oui Crédit de 6\$ par mois sur le tarif D1  «Senior citizen residential service rate» D1.3. Applicable si 62 ans et plus et chef de famille. DTE doit pouvoir interrompre certains appareils (climatisation, lave-vaisselle, sècheuse)	Option interruptible pour chauffage ou climatisation (D1.1) TDT (D1.2) limité à 10 000 clients par année. Cons. > 750 kWh/mois.  Pilote de TDT saisonnier (D1.8) avec pointe critique (max. 5 000 adhérents)  Pilote de tarification de recharge de véhicule électrique (max. 5 000 clients)	ND	
CenterPoint Energy, TX (Reliant Energy)	Residential service One Rate Secure Plan	15,67  NA	2 tranches dégressives			1 000	10,626	Reste	7,626	-	-	-	Mesurage individuel	Non admissible		Non	Marché ouvert : plusieurs plans offerts	ND	
Florida Power and Light, FL	Residential service RS-1	7,57  42%	2 tranches progressives			1 000	9,005	Reste	11,087	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients en 1981  S'applique aux duplex, triplex et aux usages communs	Non admissible		Non	TDT optionnel si le client a un compteur communicant (RTR-1)  Programme de gestion de la charge pour les clients inscrits avant le 1er avril 2003 (chauffe-eau, air-climatisé, piscine, chauffage central)	ND	
Nashville Electric Service, TN	Residential rate RS	11,83  41%	1 tranche saisonnier	Été Intermédiaire Hiver	Tous	10,536 10,052 10,237	-	-	-	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients	Non admissible		Non		Usage principalement résidentiel	
Consolidated Edison, NY	Residential and Religious Rate I	15,75  34%	2 tranches progressives l'été  Avant H : 2 tranches dégressives	Été (Juin-Sept.)  Autres mois	Tous	20,373 20,373	Reste	21,704	-	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients en 1976. Clients existants facturés à un tarif spécifique pour les immeubles collectifs avec chauffage central (SC-12)  Usages en communs pour un maximum de 3 logements	Non admissible		Non Redevance du tarif de base réduite (6,26 \$/mois)	TDT saisonnier fermé depuis le 1er mars 2014.  Prix garanti pour un an pour la recharge de véhicule électrique	Activité CI de l'occupant ≤ 25% de la superficie	
Pacific Power and Light, OR	Residential service Sc. 4	9,50  27%	2 tranches progressives  Avant 3 tranches progressives			1 000	9,884	Reste	11,859	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients en 1976	Non admissible	Tarif spécifique pour le pompage agricole si < 1 MW (S41)	Non	Tarif pour la recharge de véhicules électriques si mesurage distinct Facturation de la puissance pour le résidentiel triphasé	ND	
Pacific Gas and Electric, CA	Residential services E-1	-  (gel fact.min.)	4 tranches progressives  Avant 5 tranches progressives	Référence selon la saison et la localisation	Référence	16,352	101-130% référence	18,673	131-200% référence	27,504	201-300% référence	33,504	Fermé aux nouveaux clients en 1978  Usages en communs admissibles	Admissible	Si même compteur que la résidence	Tarif Ferme (AG-1) lorsque la conso. pour l'agriculture est > 70% de la conso. totale et < 500 kW	Rabais appliqué au tarif de base (E-FERA)	Tarif TDT horo-saisonnier (E-6)  Tarif expérimental pour les véhicules à faible émission (E-9)	ND
Seattle City Light, WA	Residential RSC - City	4,35  49%	2 tranches progressives saisonnier	Été (Avr.-Sept.) Hiver (Oct.-Mars)		300 480	5,570 5,570	Reste	11,890 11,890	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients en 1978	Non admissible		Oui Même structure que tarif de base avec réduction de 40 % (Eldery/Disable/Low income)	Différents tarifs selon zone géographique	ND	
Avista Utilities, WA	Residential service Sc. 1	8,50  55%	3 tranches progressives			800	7,525	700	8,755	Reste	10,264	-	Fermé aux nouveaux clients	Non admissible	Plusieurs tarifs applicables selon usage (12, 22, 32, 48, 59)	Non Suppl. facturé aux clients pour couvrir le coût des programmes d'aide aux MFR (SC-92)		Non	

## Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1<sup>er</sup> avril 2015

En dollars américains.

Compagnie	Tarif	Redevance \$/mois <sup>1</sup> Croissance 2007-2015	Structure	Saison	Énergie								Mesurage collectif	Exploitations agricoles		Tarif pour Ménages à faible revenu	Options tarifaires et conditions particulières	Activités commerciales connexes adm.
					1 <sup>re</sup> tranche		2 <sup>e</sup> tranche		3 <sup>e</sup> tranche		4 <sup>e</sup> tranche			Admissibilité au tarif résidentiel	Tarifs et conditions particuliers			
					kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh	¢/kWh <sup>1</sup>	kWh	¢/kWh <sup>1</sup>						
Idaho Power, ID	Residential service Sc. 1	5,00 25%	3 tranches progressives saisonnier	Été (Juin-Août) Hiver (Sept.-Mai)  Était 2 tranches progressives été et une tranche hiver	800 800	8,575 7,968	1 200 1 200	10,311 8,784	Reste Reste	12,250 9,730	- -	- -	Fermé aux nouveaux clients en 1980	Non admissible	Tarif d'irrigation agricole pour charge jusqu'à 20 MW	Non	TDT saisonnier (projet pilote)	Non
Xcel, MN Minnesota Electric	Residential service A01 - Standard (no heating)	8,00 aérien 10,00 souterrain  33% ND	1 tranche saisonnaire	Été (Juin-Sept.) Hiver (Sept.-Mai)	Tous Tous	8,671 7,393	- -	- -	- -	- -	- -	- -	Fermé aux nouveaux clients	Admissible Si même compteur que la résidence		Non Rabais de 15\$ sur la facture applicable aux personnes âgées et/ou handicapées «PowerOn Program» rabais lorsque plus de 3% du revenu familial est consacré à la facture d'électricité	TDT saisonnier Tarif pour usage résidentiel avec chauffage électrique offert	ND
Puget Sound Energy, WA	Residential service Sc. 7	7,49 monophasé 17,99 triphasé  24% ND	2 tranches progressives		600	8,558	Reste	10,416	-	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients. Tarif multilogement équivalent au tarif général avec facturation de la puissance (> 50 kW)	Non admissible	Plusieurs tarifs applicables (8, 10, 11, 12, 29, 35)	Non		Usage principalement résidentiel
Central Vermont Public Service, VT Green Mountain Power corp.	Residential service Rate 1 (< 7 600 kWh/mois)  Avant : (cons. < 11 300 kWh par mois entre déc. et mars)	12,90 13%	1 tranche		Tous	14,741	-	-	-	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients	Admissible Si conso. > 7 600 kWh/mois, transféré au TDT		Oui «Electric assistance program» basé sur tarif de base ou TDT	TDT (11) : fermé TDT (61) : Obligatoire si conso. > 7 600 kWh/mois Projets pilotes pour une tarification des périodes critiques et projet pilote pour la tarification de la pointe	Usage principalement résidentiel
Georgia Power, GA	Residential service R-21	10,00 33%	3 tranches saisonnier É : progressif H : dégressif	Été (Juin-Sept.) Hiver (Oct. - Mai)	650 650	5,575 5,575	350 350	9,261 4,782	Reste Reste	9,571 4,695	- -	- -	Admissible (redevance et tranches d'énergie multipliées par le nombre de logements)	Non admissible	Tarif hors-pointe pour la culture Tarif pour la production agricole Tarif pour l'élevage Tarif d'irrigation hors-pointe	Non Crédit sur la facture des clients de 65 ans et plus (max. 18 \$/mois)	Option d'un tarif annuel fixe sans ajustement en cours d'année (flat bill) TDT avec fact. de la puissance TDT énergie seulement Tarif spécifique pour la recharge de véhicule électrique	ND
Duke Energy, NC	Residential service RS	11,80 50%	1 tranche  Était 3 tranches progressives		Tous	9,370	-	-	-	-	-	-	Fermé aux nouveaux clients en 1977	Non admissible		Non Tranche sociale de 350 kW/mois pour les personnes malades, aveugles ou âgées	TDT avec facturation de la puissance TDT saisonnier expérimental (250 clients avec facturation de la puissance)	ND
Duke Energy, SC	Residential service RS (SC)  Était domestique et agricole	8,29 28%	2 tranches progressives  Était É : 1 tranche H : 2 tranches dégressives		1 000	10,441	Reste	11,095	-	-	-	-	ND	Non admissible		Non	TDT saisonnier avec facturation de la puissance	ND

<sup>1</sup> Prix excluant les clauses d'ajustement qui s'appliquent dans certains cas

## Balisage des tarifs domestiques au Canada au 1<sup>er</sup> avril 2015 – Liens internet

COMPAGNIE	LIEN INTERNET
<b>Maritime Electric, PE</b>	<a href="http://www.maritimeelectric.com/about_us/regulation/reg_irac_regulations_det.aspx?id=607&amp;pagenumber=63&amp;sview=AP">http://www.maritimeelectric.com/about_us/regulation/reg_irac_regulations_det.aspx?id=607&amp;pagenumber=63&amp;sview=AP</a>  <a href="http://www.maritimeelectric.com/about_us/regulation/reg_irac_regulations_det.aspx?id=558&amp;pagenumber=3&amp;sview=AP">http://www.maritimeelectric.com/about_us/regulation/reg_irac_regulations_det.aspx?id=558&amp;pagenumber=3&amp;sview=AP</a>  <a href="http://www.irac.pe.ca/document.aspx?file=legislation/ElectricPowerAct.asp">http://www.irac.pe.ca/document.aspx?file=legislation/ElectricPowerAct.asp</a>
<b>Nova Scotia Power, NS</b>	<a href="http://www.nspower.ca/site/media/Parent/Regulations%20January%201%202014.pdf">http://www.nspower.ca/site/media/Parent/Regulations%20January%201%202014.pdf</a>  <a href="http://www.nspower.ca/site/media/Parent/Tariffs%20January%201%202014%20-%20updated%20Jul%2029%20effective%20Nov%201%20Small%20General%20and%20General%20tariffs.pdf">http://www.nspower.ca/site/media/Parent/Tariffs%20January%201%202014%20-%20updated%20Jul%2029%20effective%20Nov%201%20Small%20General%20and%20General%20tariffs.pdf</a>
<b>Énergie NB, NB</b>	<a href="http://www.nbpower.com/html/fr/about/operating/policies/RSP-2014-10-01_FR.pdf">http://www.nbpower.com/html/fr/about/operating/policies/RSP-2014-10-01_FR.pdf</a>
<b>Ottawa Hydro, ON</b>	<a href="http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/Consumers/Electricity/Electricity%20Prices/Electricity%20Prices_fr#tiered">http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/Consumers/Electricity/Electricity%20Prices/Electricity%20Prices_fr#tiered</a>  <a href="http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Consumers/Consumer+Protection/Help+for+Low-Income+Energy+Consumers/Help+for+Low-Income+Energy+Consumers_fr">http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Consumers/Consumer+Protection/Help+for+Low-Income+Energy+Consumers/Help+for+Low-Income+Energy+Consumers_fr</a>
<b>SaskPower, SK</b>	<a href="http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/residential_rates_2015.pdf">http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/residential_rates_2015.pdf</a>  <a href="http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/farm_rates_2015.pdf">http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/farm_rates_2015.pdf</a>
<b>Newfoundland Power, NL</b>	<a href="http://www.newfoundlandpower.com/AboutUs/pdf/ratebook.pdf">http://www.newfoundlandpower.com/AboutUs/pdf/ratebook.pdf</a>
<b>Toronto Hydro, ON</b>	<a href="http://www.torontohydro.com/sites/electricsystem/residential/yourbilloverview/Pages/ElectricityRates.aspx#resirates">http://www.torontohydro.com/sites/electricsystem/residential/yourbilloverview/Pages/ElectricityRates.aspx#resirates</a>

## Balisage des tarifs domestiques au Canada au 1<sup>er</sup> avril 2015 – Liens internet

COMPAGNIE	LIEN INTERNET
<b>BC Hydro, BC</b>	<a href="http://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/tariff-filings/electric-tariff/00-bchydro-electric-tariff.pdf">http://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/tariff-filings/electric-tariff/00-bchydro-electric-tariff.pdf</a>  <a href="https://www.bchydro.com/accounts-billing/rates-energy-use/electricity-rates/residential-rates.html">https://www.bchydro.com/accounts-billing/rates-energy-use/electricity-rates/residential-rates.html</a>  <a href="https://www.bchydro.com/accounts-billing/bill-payment/bill-details/bill-details-residential.html">https://www.bchydro.com/accounts-billing/bill-payment/bill-details/bill-details-residential.html</a>
<b>Manitoba Hydro, MB</b>	<a href="https://www.hydro.mb.ca/francais/regulatory_affairs/energy_rates/electricity/current_rates.shtml">https://www.hydro.mb.ca/francais/regulatory_affairs/energy_rates/electricity/current_rates.shtml</a>  <a href="https://www.hydro.mb.ca/regulatory_affairs/electric/gra_2014_2015/pdf/appendix_6_3.pdf">https://www.hydro.mb.ca/regulatory_affairs/electric/gra_2014_2015/pdf/appendix_6_3.pdf</a>
<b>Fortis Alberta, AB</b>	<a href="http://www.fortisalberta.com/about/regulatory/Pages/Distribution-Tariffs.aspx">http://www.fortisalberta.com/about/regulatory/Pages/Distribution-Tariffs.aspx</a>
<b>FortisBC, BC</b>	<a href="http://www.fortisbc.com/About/RegulatoryAffairs/ElecUtility/Rates/Pages/default.aspx">http://www.fortisbc.com/About/RegulatoryAffairs/ElecUtility/Rates/Pages/default.aspx</a>  <a href="http://www.fortisbc.com/Electricity/CustomerService/ForHomes/YourElectricityRates/ResidentialConservationRate/Pages/default.aspx">http://www.fortisbc.com/Electricity/CustomerService/ForHomes/YourElectricityRates/ResidentialConservationRate/Pages/default.aspx</a>  <a href="http://www.fortisbc.com/About/RegulatoryAffairs/ElecUtility/Documents/FortisBCElectricTariff.pdf">http://www.fortisbc.com/About/RegulatoryAffairs/ElecUtility/Documents/FortisBCElectricTariff.pdf</a>

## Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1<sup>er</sup> avril 2015 – Liens internet

COMPAGNIE	LIEN INTERNET
<b>Boston Edison, MA</b>	<a href="https://www.eversource.com/Content/docs/default-source/rates-tariffs/170.pdf?sfvrsn=2">https://www.eversource.com/Content/docs/default-source/rates-tariffs/170.pdf?sfvrsn=2</a> <a href="https://www.eversource.com/Content/ema-e/residential/my-account/my-bill/electric-tariffs-rules">https://www.eversource.com/Content/ema-e/residential/my-account/my-bill/electric-tariffs-rules</a>
<b>Commonwealth Edison, IL</b>	<a href="https://www.comed.com/documents/customer-service/rates-pricing/rates-information/current/ratebook.pdf?FileTracked=true">https://www.comed.com/documents/customer-service/rates-pricing/rates-information/current/ratebook.pdf?FileTracked=true</a> <a href="https://www.comed.com/customer-service/rates-pricing/real-time-pricing/Pages/program-information.aspx">https://www.comed.com/customer-service/rates-pricing/real-time-pricing/Pages/program-information.aspx</a>
<b>Detroit Edison, MI</b>	<a href="https://www2.dteenergy.com/wps/wcm/connect/2ab3cd68-cf7b-4946-9a14-f9a8d62a20de/detroitEdisonTariff.pdf?MOD=AJPERES&amp;CACHEID=2ab3cd68-cf7b-4946-9a14-f9a8d62a20de">https://www2.dteenergy.com/wps/wcm/connect/2ab3cd68-cf7b-4946-9a14-f9a8d62a20de/detroitEdisonTariff.pdf?MOD=AJPERES&amp;CACHEID=2ab3cd68-cf7b-4946-9a14-f9a8d62a20de</a>
<b>CenterPoint Energy, TX (Reliant Energy)</b>	<a href="https://www.reliant.com/public/getOffers.htm">https://www.reliant.com/public/getOffers.htm</a> <a href="http://www.centerpointelectric.com/staticfiles/CNP/Common/SiteAssets/doc/CNPRetailDelTariffbookJanMar.pdf">http://www.centerpointelectric.com/staticfiles/CNP/Common/SiteAssets/doc/CNPRetailDelTariffbookJanMar.pdf</a>
<b>Florida Power and light, FL</b>	<a href="https://www.fpl.com/rates/pdf/electric-tariff-section8.pdf">https://www.fpl.com/rates/pdf/electric-tariff-section8.pdf</a>
<b>Nashville Electric Service, TN</b>	<a href="https://www.nespower.com/resrates.html">https://www.nespower.com/resrates.html</a>
<b>Consolidated Edison, NY</b>	<a href="http://www.coned.com/documents/elecPSC10/SCs.pdf">http://www.coned.com/documents/elecPSC10/SCs.pdf</a>

## Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1<sup>er</sup> avril 2015 – Liens internet

COMPAGNIE	LIEN INTERNET
<b>Pacific Power and Light, OR</b>	<a href="https://www.pacificpower.net/ya/kyb/dbt.html">https://www.pacificpower.net/ya/kyb/dbt.html</a>  <a href="https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/About_Us/Rates_Regulation/Oregon/Approved_Tariffs/Oregon_Price_Summary.pdf">https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/About_Us/Rates_Regulation/Oregon/Approved_Tariffs/Oregon_Price_Summary.pdf</a>  <a href="https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/About_Us/Rates_Regulation/Oregon/Regulatory_Filings/Advice_13_006_Docket_UE_263/03-01-13_Direct_Testimony_and_Exhibits/Joelle_R_Steward/exhibits/Exhibit_PAC_1201.pdf">https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/About_Us/Rates_Regulation/Oregon/Regulatory_Filings/Advice_13_006_Docket_UE_263/03-01-13_Direct_Testimony_and_Exhibits/Joelle_R_Steward/exhibits/Exhibit_PAC_1201.pdf</a>
<b>Pacific Gas and Electric, CA</b>	<a href="http://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_SCHEDS_E-1.pdf">http://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_SCHEDS_E-1.pdf</a>  <a href="http://www.pge.com/tariffs/ERS.SHTML#ERS">http://www.pge.com/tariffs/ERS.SHTML#ERS</a>
<b>Seattle City Light, WA</b>	<a href="http://www.seattle.gov/light/rates/">http://www.seattle.gov/light/rates/</a>  <a href="http://www.seattle.gov/light/rates/docs/2015/Schedule%20RSC%20-%20January%202015.pdf">http://www.seattle.gov/light/rates/docs/2015/Schedule%20RSC%20-%20January%202015.pdf</a>
<b>Avista Utilities, WA</b>	<a href="http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Documents/WA_E_shortcuts%20-%201.1.15.pdf">http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Documents/WA_E_shortcuts%20-%201.1.15.pdf</a>  <a href="http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Documents/WA_001.pdf">http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Documents/WA_001.pdf</a>  <a href="http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Pages/default.aspx">http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Pages/default.aspx</a>
<b>Idaho Power, ID</b>	<a href="https://www.idahopower.com/AboutUs/RatesRegulatory/Rates/grcResidential.cfm">https://www.idahopower.com/AboutUs/RatesRegulatory/Rates/grcResidential.cfm</a>  <a href="https://www.idahopower.com/AboutUs/RatesRegulatory/Tariffs/default.cfm?state=id">https://www.idahopower.com/AboutUs/RatesRegulatory/Tariffs/default.cfm?state=id</a>
<b>Xcel, MN Minnesota Electric</b>	<a href="http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Regulatory/Regulatory%20PDFs/rates/MN/Me_Section_5.pdf">http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Regulatory/Regulatory%20PDFs/rates/MN/Me_Section_5.pdf</a>
<b>Puget Sound Energy, WA</b>	<a href="https://pse.com/aboutpse/Rates/Documents/elec_sch_007.pdf">https://pse.com/aboutpse/Rates/Documents/elec_sch_007.pdf</a>  <a href="https://pse.com/aboutpse/Rates/Pages/Electric-Rate-Schedules.aspx?Schedule_x0020_Type=Rate%20and%20Adjusting%20Schedules">https://pse.com/aboutpse/Rates/Pages/Electric-Rate-Schedules.aspx?Schedule_x0020_Type=Rate%20and%20Adjusting%20Schedules</a>

## Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1<sup>er</sup> avril 2015 – Liens internet

COMPAGNIE	LIEN INTERNET
<b>Central Vermont Public Service, VT Green Mountain Power corp.</b>	<a href="http://www.greenmountainpower.com/customers/payment/cvps-rates/">http://www.greenmountainpower.com/customers/payment/cvps-rates/</a>
<b>Georgia Power, GA</b>	<a href="http://www.georgiapower.com/business/prices-rates/business-rates/agricultural.cshtml">http://www.georgiapower.com/business/prices-rates/business-rates/agricultural.cshtml</a> <a href="http://www.georgiapower.com/residential/rate-plans/standard-service.cshtml">http://www.georgiapower.com/residential/rate-plans/standard-service.cshtml</a> <a href="http://www.georgiapower.com/pricing/files/GeorgiaPowerRulesRegs.pdf">http://www.georgiapower.com/pricing/files/GeorgiaPowerRulesRegs.pdf</a>
<b>Duke Energy, NC</b>	<a href="http://www.duke-energy.com/pdfs/NCScheduleRST.pdf">http://www.duke-energy.com/pdfs/NCScheduleRST.pdf</a> <a href="http://www.duke-energy.com/rates/north-carolina.asp">http://www.duke-energy.com/rates/north-carolina.asp</a> <a href="http://www.duke-energy.com/pdfs/NCScheduleRS.pdf">http://www.duke-energy.com/pdfs/NCScheduleRS.pdf</a>
<b>Duke Energy, SC</b>	<a href="https://www.duke-energy.com/pdfs/SCScheduleRS.pdf">https://www.duke-energy.com/pdfs/SCScheduleRS.pdf</a>



**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
AUX ENGAGEMENTS NUMÉROS 1 À 9, 15 ET 16**



**Engagement n° 1 (demandé par UC)**

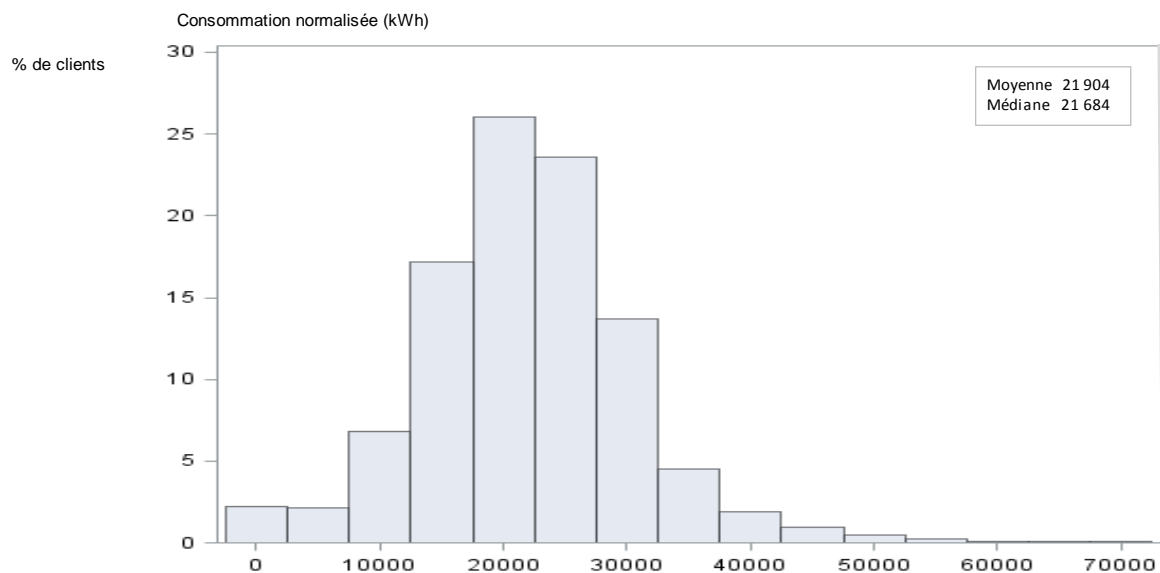
Fournir pour chacun des segments analysés, la distribution de la consommation totale des clients qui n'ont pas d'usages dits « de luxe ».

**Réponse à l'engagement n° 1 :**

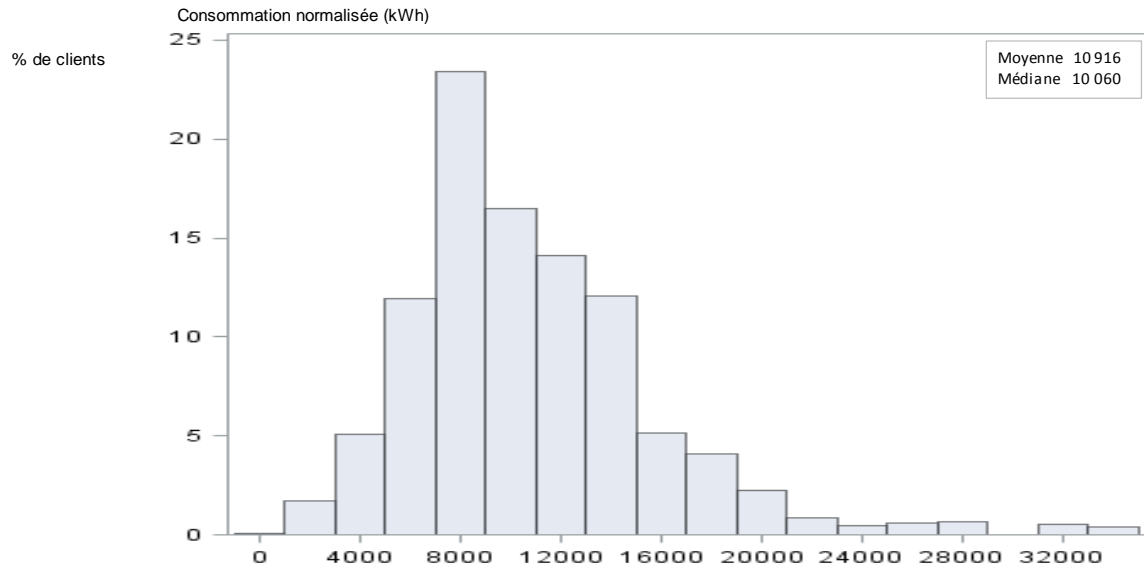
- 1 Les graphiques E-1-A à E-1-E présentent l'information demandée.

**Graphique E-1-A :**

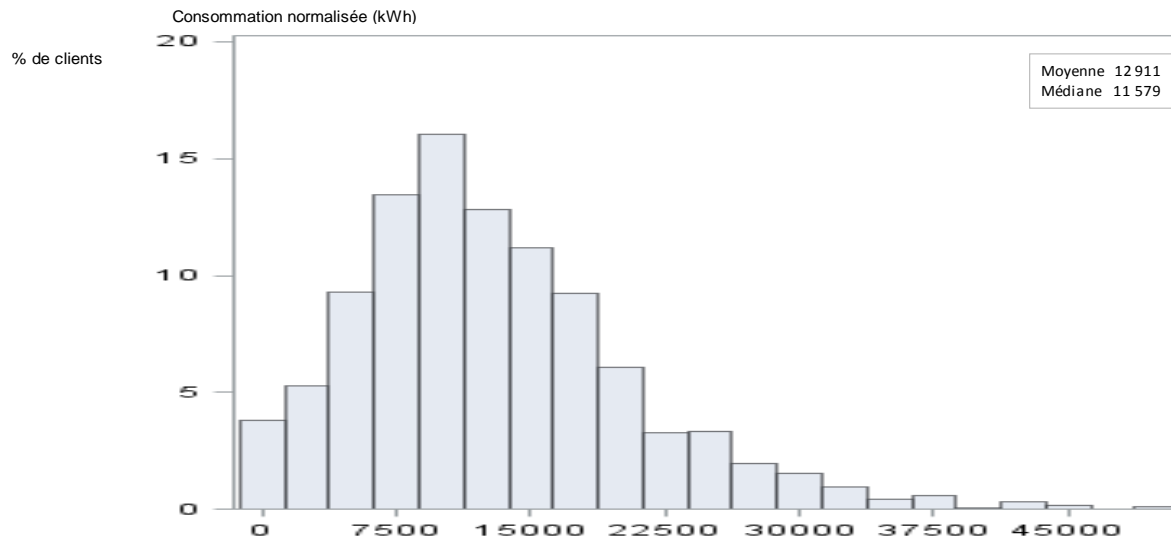
**Propriétaires - Maisons, Duplex, Triplex - TAE (56 % des clients du groupe)**



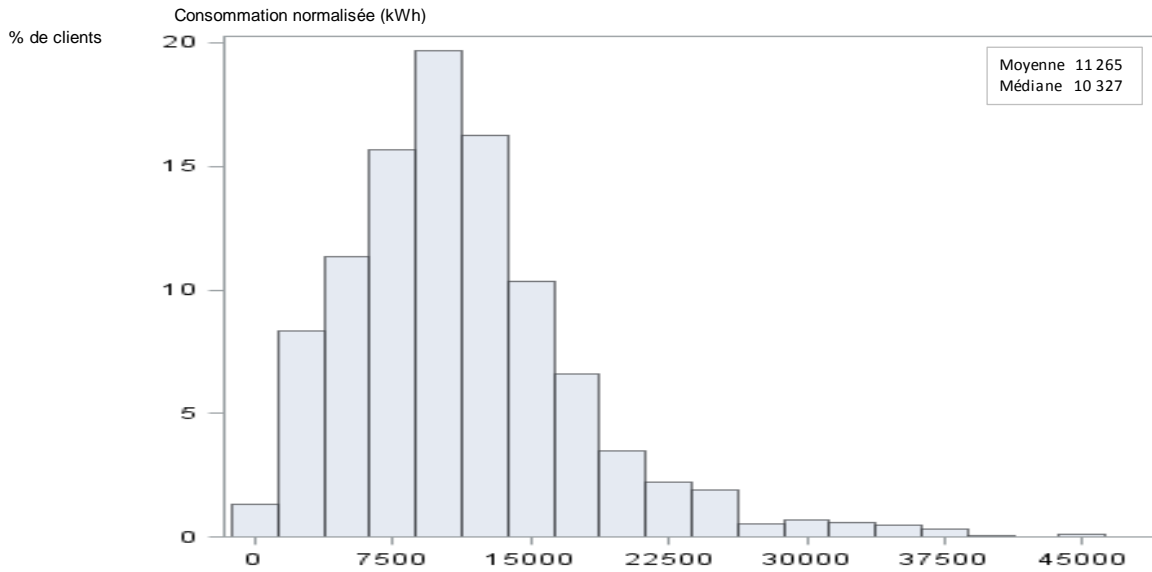
**Graphique E-1-B :**  
**Propriétaires - Multilogements - TAE (79 % des clients du groupe)**



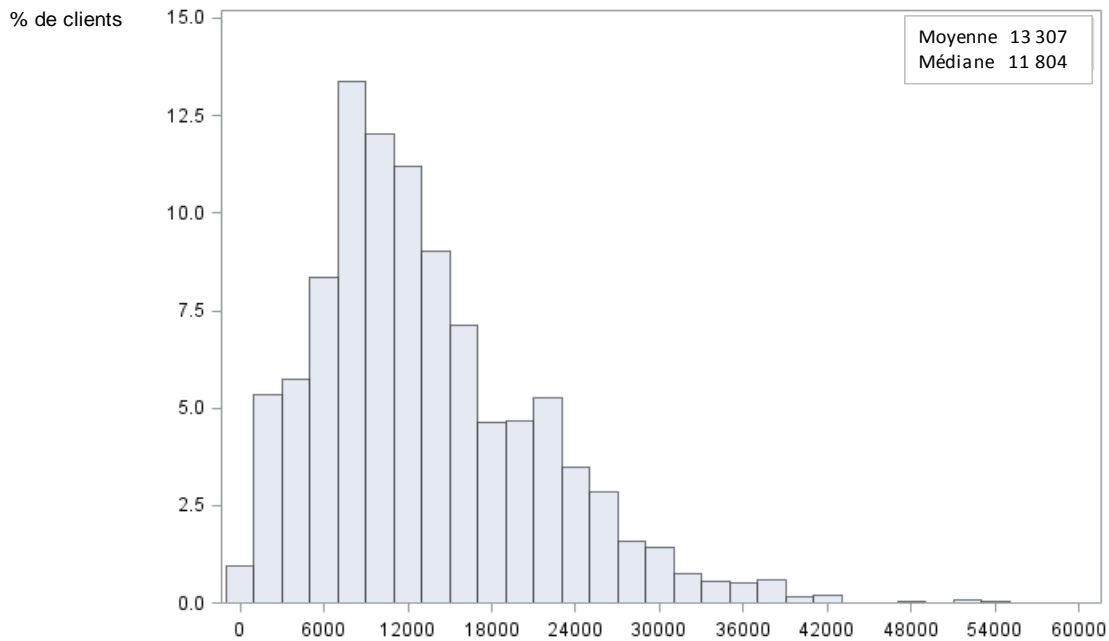
**Graphique E-1-C :**  
**Propriétaires - autres que TAE (65 % des clients du groupe)**



**Graphique E-1-D :  
Locataires (94 % des clients du groupe)**



**Graphique E-1-E :  
Ménages à faible revenu (MFR) (88 % des clients du groupe)**



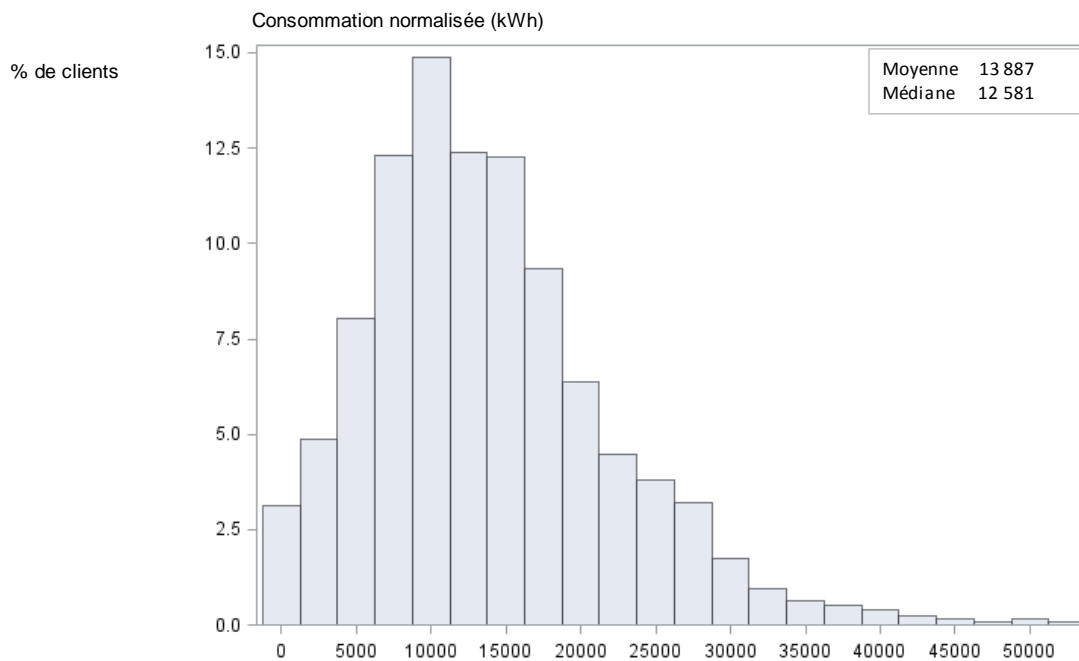
**Engagement n° 2 (demandé par la Régie)**

*Fournir le graphique des propriétaires - autres que TAE en excluant les clients biénergie*

**Réponse à l'engagement n°2 :**

1 Le graphique E-2 présente l'information demandée.

**Graphique E-2 :  
Propriétaires - autres que TAE excluant les clients biénergie**



**Engagements n° 3 (demandé par la Régie)**

*Fournir, pour chacun des segments analysés ou pour par tranches de consommation :*

- le nombre de clients ;
- la consommation moyenne quotidienne, annuelle, en hiver et en été.
- la proportion de la facture que représente chaque composante du tarif (redevance, 1<sup>re</sup> tranche, 2<sup>e</sup> tranche et puissance) ;
- la proportion des clients facturés uniquement en 1<sup>re</sup> tranche, parfois ou toujours en 2<sup>e</sup> tranche.

**Réponse aux engagements n° 3.1 et 3.2 :**

1 Le tableau E-3.1 présente l'information demandée.

**Tableau E-3.1 :**

**Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)**

Segments	Nombre (milliers)	Consommation	Consommation	Consommation
		moyenne par jour par client (kWh année)	moyenne par jour par client (kWh hiver)	moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

**Réponse à l'engagement n° 3.3 :**

2 Le tableau E-3.3 présente les informations demandées par tranches de consommation.

**Tableau E-3.3 :**

**Proportion des revenus par composante**

Tranches de consommation annuelle (kWh)	PROPORTION DES REVENUS PAR COMPOSANTE				
	Redevance	1 <sup>re</sup> tranche	2 <sup>e</sup> tranche	Puissance (Hiver)	Puissance (Été)
[ -; 5 000[	49,9%	49,5%	0,6%	0,0%	0,0%
[ 5 000; 10 000[	24,4%	66,0%	9,6%	0,0%	0,0%
[ 10 000; 15 000[	15,7%	55,2%	29,1%	0,0%	0,0%
[ 15 000; 20 000[	10,9%	42,2%	46,9%	0,0%	0,0%
[ 20 000; 25 000[	8,4%	33,8%	57,9%	0,0%	0,0%
[ 25 000; 30 000[	6,8%	28,0%	65,2%	0,0%	0,0%
[ 30 000; 60 000[	4,9%	20,5%	74,6%	0,0%	0,0%
[ 60 000;100 000[	2,4%	10,1%	87,3%	0,1%	0,1%
[100 000; Max.]	0,8%	3,5%	91,4%	2,4%	1,9%
<b>TOTAL</b>	<b>10,4%</b>	<b>35,0%</b>	<b>54,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>

**Réponse à l'engagement n° 3.4 :**

- 1 Le tableau E-3.4 présente les informations demandées par tranches de consommation.
- 2 La proportion des kWh facturés en 2<sup>e</sup> tranche est également ajoutée.

**Tableau E-3.4 :  
Proportion des clients et des kWh facturés aux différentes tranches d'énergie**

Tranches de consommation annuelle (kWh)	Proportion des clients				Proportion des kWh facturés en 2 <sup>e</sup> tranche
	Toujours en 1 <sup>re</sup> tranche	Parfois en 2 <sup>e</sup> tranche	Toujours en 2 <sup>e</sup> tranche	Total	
[ -; 5 000[	94,3%	5,7%	0,0%	100,0%	0,8%
[ 5 000; 10 000[	27,8%	72,2%	0,1%	100,0%	8,8%
[ 10 000; 15 000[	0,1%	94,8%	5,0%	100,0%	25,8%
[ 15 000; 20 000[	0,0%	76,5%	23,5%	100,0%	42,3%
[ 20 000; 25 000[	0,0%	54,9%	45,1%	100,0%	53,1%
[ 25 000; 30 000[	0,0%	31,2%	68,8%	100,0%	60,6%
[ 30 000; 60 000[	0,0%	13,3%	86,7%	100,0%	70,6%
[ 60 000;100 000[	0,0%	3,9%	96,1%	100,0%	85,1%
[100 000; Max.]	0,0%	1,8%	98,2%	100,0%	94,5%
<b>TOTAL</b>	15,6%	56,0%	28,4%	100,0%	50,7%

**Engagement n° 4 (demandé par UPA)**

*Présenter distinctement la consommation des clients agricoles dans le groupe « grands consommateurs »*

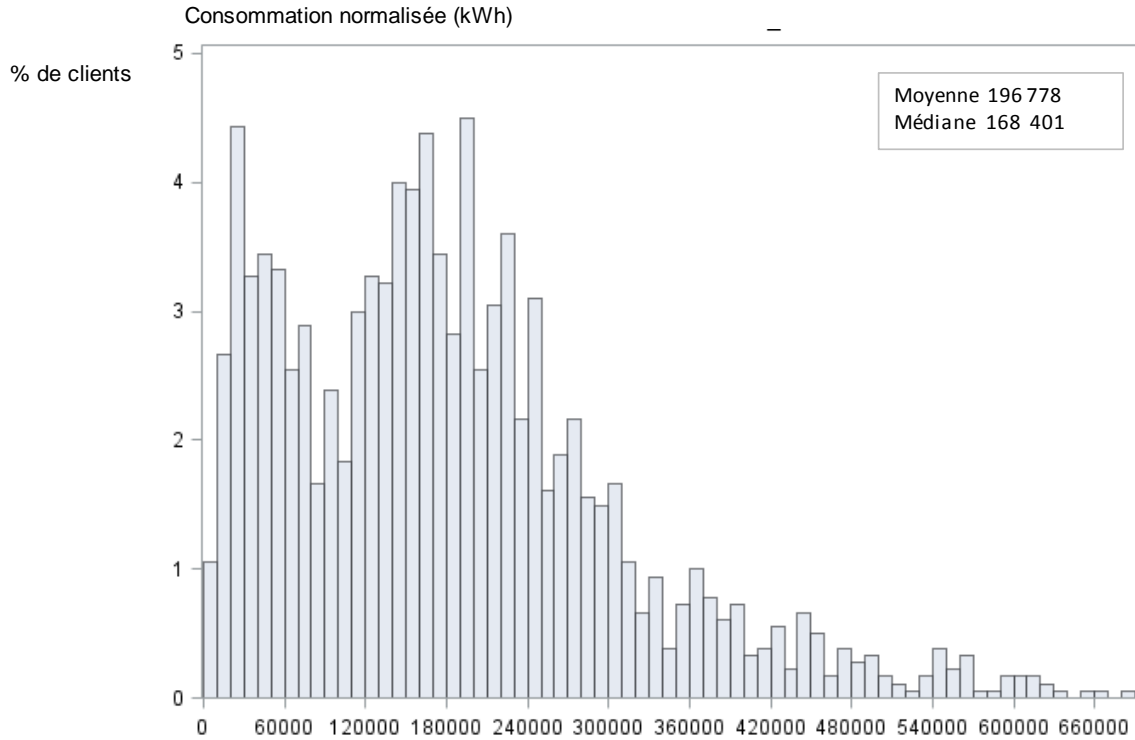
**Réponse à l'engagement n° 4 :**

- 3 Le graphique E-4 présente l'information demandée.



**Graphique E-4 :**

**Clients agricoles du groupe « grands consommateurs » (36 % des clients et 31 % de la consommation du groupe)**



**Engagement n° 5 (demandé par UPA)**

*Fournir la consommation moyenne par jour pour les clients agricoles pour les tranches de consommations < 5 000 kWh et 100 000 kWh et plus*

**Réponse à l'engagement n° 5 :**

- 1 Le tableau E-5 présente l'information demandée.

Tableau E-5 :

**Consommation moyenne par jour par client pour les clients agricoles pour les tranches de consommation demandées**

Tranche de consommation	kWh/jour/client
< 5000	7
100 000 et plus	485

**Engagement n° 6 (demandé par UPA)**

*Fournir la consommation quotidienne annuelle, en été et en hiver des exploitations agricoles.*

**Réponse à l'engagement n° 6 :**

- 1 Voir la réponse à l'engagement 3.1.

**Engagement n° 7 (demandé par GRAME)**

*Combien de clients TAE consomment entre 0 et 5 000 kWh par année.*

**Réponse à l'engagement n° 7 :**

- 2 Le tableau E-7 présente l'information demandée.

Tableau E-7 :

**Nombre de clients TAE consommant entre 0 et 5 000 kWh par année**

Groupe	Nombre de clients
Propriétaire-TAE-maisons et plex	26 344
Propriétaire-TAE-Multilogement	12 420

**Engagement n° 8 (demandé par la Régie)**

*Fournir la consommation moyenne par jour par client pour été (4 mois les plus creux), hiver (4 mois les plus élevés) et l'appel moyen par client durant les 300 heures de pointe.*

**Réponse à l'engagement n° 8 :**

- 1 Le tableau E-8-A présente la consommation moyenne par jour par saison pour chacun  
 2 des segments analysés.

**Tableau E-8-A:**

**KWh par jour par client par groupe, pour l'été (de juin à septembre) et l'hiver (de décembre à mars)**

<b>Groupes de clients</b>	<b>kWh/j été (4 mois les plus creux)</b>	<b>kWh/j hiver (4 mois les plus chargés)</b>
Propriétaire-TAE-maisons et plex	37	110
Propriétaire-TAE-Multilogement	17	51
Propriétaire-autres que TAE	32	58
Locataire	17	51
MFR	22	62
Exploitations agricoles	91	124
Grands consommateurs	430	894

- 3 Le tableau E-8-B présente l'appel moyen par client durant les 300 heures de pointe par  
 4 tranches de consommation

**Tableau E-8-B :**

**Appel moyen par client (kW)**

<b>Tranches de consommation</b>	<b>kW moyen par client (300 heures de pointe)</b>
KWH < 5 000	0,4
5 000 <= KWH < 10 000	1,9
10 000 <= KWH < 15 000	3,2
15 000 <= KWH < 20 000	4,8
20 000 <= KWH < 25 000	6,2
25 000 <= KWH < 30 000	7,5
30 000 <= KWH < 60 000	9,8
60 000 <= KWH < 100 000	18,3
100 000 ET PLUS	33,5

**Engagement n° 9 (demandé par SÉ-AQLPA)**

*Fournir le pourcentage des clients résidentiels ayant répondu au sondage utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel – Édition 2014 qui possèdent une piscine chauffée à l'électricité*

Réponse à l'engagement n° 9 :

- 1 4 % des répondants au sondage Utilisation de l'électricité dans le marché
- 2 résidentiel – Édition 2014 déclarent avoir une piscine chauffée à l'électricité.

Engagement n° 15 (demandé par UC)

Fournir la mise à jour des tableaux présentés en 2007 à la demande d'OC (R-3644-2007, HQD-15-08, question 74-a) sur la base d'un échantillon normalisé et réel.

Réponse à l'engagement n° 15 :

- 3 Pour assurer la cohérence avec les autres analyses effectuées, les tableaux E-15-A
- 4 à E-15-I présentent les informations demandées sur la base des données de
- 5 consommation normalisées de l'année 2013 des clients au tarif D.

Tableau E-15-A :

Période annuelle

Tarif D - Clientèle résidentielle - Chauffage non tout à l'électricité

Strates de consommation kWh / jour	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients par strate / cumulatif		(%) par strate / cumulatif		(000) de factures par strate / cumulatif		(%) par strate / cumulatif		GWh par strate / cumulatif		(%) par strate / cumulatif	
0 à 5	48	48	5,2%	5,2%	42 054	42 054	12,6%	12,6%	1 553	1 553	12,8%	12,8%
6 à 10	80	128	8,7%	13,9%	40 561	82 615	12,1%	24,7%	1 357	2 911	11,2%	24,1%
11 à 15	66	194	7,2%	21,1%	34 237	116 852	10,2%	35,0%	1 170	4 081	9,7%	33,7%
16 à 20	53	247	5,8%	26,9%	29 933	146 785	9,0%	43,9%	1 011	5 092	8,4%	42,1%
21 à 25	46	293	5,0%	31,9%	26 418	173 203	7,9%	51,8%	870	5 962	7,2%	49,3%
26 à 30	44	337	4,7%	36,7%	22 976	196 179	6,9%	58,7%	746	6 709	6,2%	55,4%
31 à 35	42	378	4,5%	41,2%	19 437	215 616	5,8%	64,5%	640	7 349	5,3%	60,7%
36 à 40	40	418	4,3%	45,5%	16 246	231 862	4,9%	69,4%	551	7 901	4,6%	65,3%
41 à 45	37	456	4,1%	49,6%	13 666	245 527	4,1%	73,5%	477	8 377	3,9%	69,2%
46 à 50	35	491	3,8%	53,5%	11 463	256 990	3,4%	76,9%	414	8 791	3,4%	72,6%
51 à 55	33	524	3,6%	57,0%	9 670	266 660	2,9%	79,8%	362	9 153	3,0%	75,6%
56 à 60	30	554	3,3%	60,3%	8 144	274 804	2,4%	82,2%	317	9 470	2,6%	78,3%
61 à 65	27	581	3,0%	63,3%	6 951	281 756	2,1%	84,3%	279	9 749	2,3%	80,6%
66 à 70	25	606	2,7%	66,0%	5 994	287 750	1,8%	86,1%	247	9 997	2,0%	82,6%
71 à 75	23	629	2,5%	68,5%	5 171	292 921	1,5%	87,6%	219	10 216	1,8%	84,4%
76 à 80	21	650	2,3%	70,8%	4 568	297 489	1,4%	89,0%	195	10 411	1,6%	86,0%
81 à 85	20	670	2,1%	72,9%	4 015	301 504	1,2%	90,2%	174	10 584	1,4%	87,5%
86 à 90	19	688	2,0%	74,9%	3 591	305 095	1,1%	91,3%	155	10 739	1,3%	88,7%
91 à 95	18	706	1,9%	76,9%	3 227	308 322	1,0%	92,2%	138	10 876	1,1%	89,9%
96 à 100	17	723	1,9%	78,7%	2 929	311 251	0,9%	93,1%	122	10 999	1,0%	90,9%
101 à 150	129	852	14,0%	92,8%	16 555	327 806	5,0%	98,1%	653	11 652	5,4%	96,3%
151 et plus	66	919	7,2%	100,0%	6 430	334 236	1,9%	100,0%	450	12 102	3,7%	100,0%
Total	919	919	100,0%	100,0%	334 236	334 236	100,0%	100,0%	12 102	12 102	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-B :**

Période annuelle

**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage tout à l'électricité**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif	
0 à 5	16	16	0,7%	0,7%	26 049	26 049	2,9%	2,9%	4 464	4 464	9,4%	9,4%
6 à 10	16	32	0,6%	1,3%	37 500	63 549	4,1%	7,0%	4 325	8 789	9,1%	18,5%
11 à 15	21	53	0,8%	2,1%	59 419	122 968	6,5%	13,5%	4 078	12 867	8,6%	27,1%
16 à 20	31	84	1,3%	3,4%	68 077	191 045	7,5%	21,1%	3 755	16 622	7,9%	35,0%
21 à 25	46	130	1,9%	5,2%	69 047	260 092	7,6%	28,7%	3 410	20 032	7,2%	42,2%
26 à 30	65	195	2,6%	7,8%	66 499	326 591	7,3%	36,0%	3 070	23 102	6,5%	48,6%
31 à 35	83	278	3,3%	11,1%	61 951	388 542	6,8%	42,8%	2 748	25 850	5,8%	54,4%
36 à 40	99	377	4,0%	15,1%	56 857	445 400	6,3%	49,1%	2 451	28 301	5,2%	59,6%
41 à 45	110	487	4,4%	19,6%	51 487	496 886	5,7%	54,8%	2 180	30 482	4,6%	64,1%
46 à 50	115	602	4,6%	24,2%	46 148	543 035	5,1%	59,8%	1 936	32 418	4,1%	68,2%
51 à 55	114	717	4,6%	28,8%	40 865	583 899	4,5%	64,3%	1 719	34 136	3,6%	71,8%
56 à 60	109	826	4,4%	33,1%	35 944	619 843	4,0%	68,3%	1 527	35 663	3,2%	75,0%
61 à 65	102	928	4,1%	37,2%	31 467	651 311	3,5%	71,8%	1 358	37 022	2,9%	77,9%
66 à 70	96	1 023	3,8%	41,1%	27 861	679 171	3,1%	74,8%	1 210	38 232	2,5%	80,5%
71 à 75	91	1 115	3,7%	44,7%	24 919	704 090	2,7%	77,6%	1 079	39 311	2,3%	82,7%
76 à 80	88	1 203	3,5%	48,3%	22 473	726 563	2,5%	80,1%	960	40 271	2,0%	84,7%
81 à 85	87	1 289	3,5%	51,7%	20 426	746 989	2,3%	82,3%	853	41 124	1,8%	86,5%
86 à 90	87	1 376	3,5%	55,2%	18 602	765 591	2,0%	84,4%	756	41 880	1,6%	88,1%
91 à 95	88	1 464	3,5%	58,7%	16 997	782 588	1,9%	86,2%	667	42 547	1,4%	89,5%
96 à 100	88	1 552	3,5%	62,3%	15 434	798 022	1,7%	87,9%	586	43 133	1,2%	90,8%
101 à 150	669	2 221	26,8%	89,1%	84 224	882 245	9,3%	97,2%	2 902	46 035	6,1%	96,9%
151 et plus	272	2 492	10,9%	100,0%	25 306	907 552	2,8%	100,0%	1 487	47 522	3,1%	100,0%
Total	2 492	2 492	100,0%	100,0%	907 552	907 552	100,0%	100,0%	47 522	47 522	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-C :**

Période annuelle

**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif	
0 à 5	64	64	1,9%	1,9%	68 103	68 103	5,5%	5,5%	6 017	6 017	10,1%	10,1%
6 à 10	95	160	2,8%	4,7%	78 061	146 164	6,3%	11,8%	5 682	11 699	9,5%	19,6%
11 à 15	87	247	2,6%	7,2%	93 656	239 820	7,5%	19,3%	5 249	16 948	8,8%	28,4%
16 à 20	84	331	2,5%	9,7%	98 010	337 830	7,9%	27,2%	4 766	21 714	8,0%	36,4%
21 à 25	93	423	2,7%	12,4%	95 465	433 295	7,7%	34,9%	4 280	25 994	7,2%	43,6%
26 à 30	108	532	3,2%	15,6%	89 475	522 771	7,2%	42,1%	3 816	29 810	6,4%	50,0%
31 à 35	124	656	3,6%	19,2%	81 387	604 158	6,6%	48,7%	3 389	33 199	5,7%	55,7%
36 à 40	139	795	4,1%	23,3%	73 103	677 261	5,9%	54,5%	3 003	36 202	5,0%	60,7%
41 à 45	148	943	4,3%	27,7%	65 152	742 414	5,2%	59,8%	2 657	38 859	4,5%	65,2%
46 à 50	150	1 094	4,4%	32,1%	57 611	800 025	4,6%	64,4%	2 350	41 209	3,9%	69,1%
51 à 55	147	1 240	4,3%	36,4%	50 535	850 560	4,1%	68,5%	2 080	43 289	3,5%	72,6%
56 à 60	139	1 380	4,1%	40,5%	44 088	894 648	3,6%	72,0%	1 844	45 133	3,1%	75,7%
61 à 65	129	1 509	3,8%	44,2%	38 419	933 066	3,1%	75,1%	1 638	46 771	2,7%	78,4%
66 à 70	121	1 630	3,5%	47,8%	33 854	966 921	2,7%	77,9%	1 458	48 229	2,4%	80,9%
71 à 75	114	1 744	3,3%	51,1%	30 090	997 011	2,4%	80,3%	1 298	49 527	2,2%	83,1%
76 à 80	109	1 853	3,2%	54,3%	27 042	1 024 052	2,2%	82,5%	1 155	50 682	1,9%	85,0%
81 à 85	106	1 959	3,1%	57,4%	24 441	1 048 494	2,0%	84,4%	1 027	51 709	1,7%	86,7%
86 à 90	105	2 064	3,1%	60,5%	22 193	1 070 686	1,8%	86,2%	910	52 619	1,5%	88,3%
91 à 95	105	2 170	3,1%	63,6%	20 224	1 090 910	1,6%	87,8%	804	53 423	1,3%	89,6%
96 à 100	105	2 275	3,1%	66,7%	18 363	1 109 273	1,5%	89,3%	708	54 131	1,2%	90,8%
101 à 150	798	3 073	23,4%	90,1%	100 778	1 210 052	8,1%	97,4%	3 555	57 687	6,0%	96,8%
151 et plus	338	3 411	9,9%	100,0%	31 737	1 241 788	2,6%	100,0%	1 938	59 624	3,2%	100,0%
Total	3 411	3 411	100,0%	100,0%	1 241 788	1 241 788	100,0%	100,0%	59 624	59 624	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-D :**
**Été (Avril à novembre)**
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage non tout à l'électricité**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif	
0 à 5	54	54	5,9%	5,9%	28 744	28 744	12,9%	12,9%	1 041	1 041	16,1%	16,1%
6 à 10	85	139	9,2%	15,1%	30 184	58 928	13,5%	26,4%	898	1 939	13,9%	30,0%
11 à 15	71	210	7,7%	22,8%	26 682	85 610	11,9%	38,3%	755	2 694	11,7%	41,7%
16 à 20	59	268	6,4%	29,2%	23 457	109 067	10,5%	48,8%	630	3 324	9,7%	51,4%
21 à 25	53	322	5,8%	35,0%	20 313	129 379	9,1%	57,9%	521	3 845	8,1%	59,5%
26 à 30	51	373	5,6%	40,6%	17 217	146 596	7,7%	65,6%	427	4 271	6,6%	66,1%
31 à 35	48	421	5,3%	45,8%	14 110	160 706	6,3%	71,9%	348	4 619	5,4%	71,5%
36 à 40	45	466	4,9%	50,7%	11 363	172 069	5,1%	77,0%	285	4 904	4,4%	75,9%
41 à 45	42	508	4,5%	55,3%	9 231	181 300	4,1%	81,1%	233	5 138	3,6%	79,5%
46 à 50	38	545	4,1%	59,3%	7 439	188 739	3,3%	84,4%	192	5 330	3,0%	82,5%
51 à 55	34	579	3,7%	63,0%	6 015	194 754	2,7%	87,1%	159	5 488	2,5%	84,9%
56 à 60	30	609	3,3%	66,3%	4 859	199 613	2,2%	89,3%	131	5 620	2,0%	87,0%
61 à 65	27	637	3,0%	69,3%	3 972	203 586	1,8%	91,1%	109	5 729	1,7%	88,6%
66 à 70	25	662	2,8%	72,1%	3 258	206 844	1,5%	92,5%	91	5 821	1,4%	90,1%
71 à 75	23	685	2,5%	74,6%	2 662	209 505	1,2%	93,7%	77	5 897	1,2%	91,3%
76 à 80	22	707	2,4%	76,9%	2 215	211 720	1,0%	94,7%	65	5 962	1,0%	92,2%
81 à 85	21	727	2,2%	79,2%	1 829	213 548	0,8%	95,5%	54	6 016	0,8%	93,1%
86 à 90	19	746	2,1%	81,2%	1 517	215 065	0,7%	96,2%	46	6 062	0,7%	93,8%
91 à 95	18	765	2,0%	83,2%	1 271	216 336	0,6%	96,8%	39	6 101	0,6%	94,4%
96 à 100	17	782	1,9%	85,1%	1 059	217 395	0,5%	97,2%	33	6 135	0,5%	94,9%
101 à 150	101	882	11,0%	96,1%	4 588	221 983	2,1%	99,3%	161	6 296	2,5%	97,4%
151 et plus	36	919	3,9%	100,0%	1 561	223 544	0,7%	100,0%	167	6 463	2,6%	100,0%
Total	919	919	100,0%	100,0%	223 544	223 544	100,0%	100,0%	6 463	6 463	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-E :**
**Été (Avril à novembre)**
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage tout à l'électricité**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif		par strate / cumulatif	
0 à 5	19	19	0,8%	0,8%	21 116	21 116	3,5%	3,5%	2 978	2 978	12,3%	12,3%
6 à 10	22	41	0,9%	1,6%	34 323	55 439	5,7%	9,1%	2 854	5 832	11,8%	24,1%
11 à 15	33	74	1,3%	3,0%	54 712	110 151	9,0%	18,1%	2 626	8 458	10,8%	34,9%
16 à 20	53	127	2,1%	5,1%	60 984	171 134	10,0%	28,2%	2 332	10 791	9,6%	44,5%
21 à 25	78	205	3,1%	8,2%	59 214	230 348	9,8%	38,0%	2 030	12 820	8,4%	52,9%
26 à 30	104	309	4,2%	12,4%	54 205	284 553	8,9%	46,9%	1 745	14 566	7,2%	60,1%
31 à 35	123	432	4,9%	17,3%	47 914	332 467	7,9%	54,8%	1 490	16 055	6,1%	66,3%
36 à 40	132	565	5,3%	22,7%	41 921	374 388	6,9%	61,7%	1 265	17 321	5,2%	71,5%
41 à 45	134	699	5,4%	28,0%	36 348	410 736	6,0%	67,7%	1 070	18 391	4,4%	75,9%
46 à 50	128	827	5,1%	33,2%	31 384	442 120	5,2%	72,8%	901	19 291	3,7%	79,6%
51 à 55	120	947	4,8%	38,0%	26 821	468 941	4,4%	77,3%	755	20 047	3,1%	82,7%
56 à 60	113	1 060	4,5%	42,5%	22 691	491 632	3,7%	81,0%	632	20 678	2,6%	85,3%
61 à 65	106	1 166	4,3%	46,8%	18 992	510 624	3,1%	84,1%	528	21 206	2,2%	87,5%
66 à 70	103	1 269	4,1%	50,9%	15 884	526 509	2,6%	86,8%	441	21 647	1,8%	89,3%
71 à 75	102	1 371	4,1%	55,0%	13 339	539 847	2,2%	88,9%	368	22 014	1,5%	90,8%
76 à 80	101	1 472	4,1%	59,1%	11 161	551 008	1,8%	90,8%	307	22 321	1,3%	92,1%
81 à 85	101	1 572	4,0%	63,1%	9 305	560 313	1,5%	92,3%	256	22 577	1,1%	93,2%
86 à 90	98	1 670	3,9%	67,0%	7 741	568 054	1,3%	93,6%	213	22 790	0,9%	94,0%
91 à 95	94	1 764	3,8%	70,8%	6 428	574 482	1,1%	94,7%	178	22 968	0,7%	94,8%
96 à 100	89	1 854	3,6%	74,4%	5 328	579 810	0,9%	95,5%	148	23 116	0,6%	95,4%
101 à 150	497	2 350	19,9%	94,3%	21 652	601 462	3,6%	99,1%	653	23 769	2,7%	98,1%
151 et plus	142	2 492	5,7%	100,0%	5 454	606 916	0,9%	100,0%	465	24 233	1,9%	100,0%
Total	2 492	2 492	100,0%	100,0%	606 916	606 916	100,0%	100,0%	24 233	24 233	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-F :**
**Été (Avril à novembre)**
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	73	73	2,2%	2,2%	49 860	49 860	6,0%	6,0%	4 019	4 019	13,1%	13,1%
6 à 10	106	180	3,1%	5,3%	64 507	114 367	7,8%	13,8%	3 751	7 771	12,2%	25,3%
11 à 15	104	284	3,0%	8,3%	81 394	195 760	9,8%	23,6%	3 381	11 152	11,0%	36,3%
16 à 20	111	395	3,3%	11,6%	84 441	280 201	10,2%	33,7%	2 962	14 115	9,7%	46,0%
21 à 25	132	527	3,9%	15,5%	79 526	359 727	9,6%	43,3%	2 550	16 665	8,3%	54,3%
26 à 30	155	682	4,5%	20,0%	71 422	431 149	8,6%	51,9%	2 172	18 837	7,1%	61,4%
31 à 35	171	853	5,0%	25,0%	62 024	493 173	7,5%	59,4%	1 838	20 675	6,0%	67,4%
36 à 40	177	1 031	5,2%	30,2%	53 284	546 457	6,4%	65,8%	1 550	22 225	5,1%	72,4%
41 à 45	176	1 206	5,2%	35,4%	45 579	592 036	5,5%	71,3%	1 303	23 528	4,2%	76,6%
46 à 50	166	1 372	4,9%	40,2%	38 823	630 859	4,7%	76,0%	1 093	24 621	3,6%	80,2%
51 à 55	154	1 526	4,5%	44,7%	32 836	663 695	4,0%	79,9%	914	25 535	3,0%	83,2%
56 à 60	143	1 669	4,2%	48,9%	27 550	691 245	3,3%	83,2%	763	26 298	2,5%	85,7%
61 à 65	134	1 803	3,9%	52,9%	22 964	714 210	2,8%	86,0%	637	26 935	2,1%	87,7%
66 à 70	128	1 931	3,8%	56,6%	19 142	733 352	2,3%	88,3%	532	27 467	1,7%	89,5%
71 à 75	124	2 055	3,6%	60,3%	16 000	749 352	1,9%	90,2%	444	27 912	1,4%	90,9%
76 à 80	123	2 178	3,6%	63,9%	13 376	762 728	1,6%	91,8%	371	28 283	1,2%	92,1%
81 à 85	121	2 299	3,6%	67,4%	11 134	773 862	1,3%	93,2%	310	28 593	1,0%	93,1%
86 à 90	117	2 416	3,4%	70,8%	9 258	783 119	1,1%	94,3%	259	28 852	0,8%	94,0%
91 à 95	113	2 529	3,3%	74,1%	7 698	790 818	0,9%	95,2%	217	29 069	0,7%	94,7%
96 à 100	106	2 635	3,1%	77,3%	6 387	797 205	0,8%	96,0%	182	29 251	0,6%	95,3%
101 à 150	598	3 233	17,5%	94,8%	26 240	823 445	3,2%	99,2%	813	30 064	2,6%	97,9%
151 et plus	178	3 411	5,2%	100,0%	7 015	830 459	0,8%	100,0%	632	30 696	2,1%	100,0%
Total	3 411	3 411	100,0%	100,0%	830 459	830 459	100,0%	100,0%	30 696	30 696	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-G :**
**Hiver (Décembre à mars)**
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage non tout à l'électricité**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	79	79	8,6%	8,6%	13 311	13 311	12,0%	12,0%	512	512	9,1%	9,1%
6 à 10	81	160	8,8%	17,4%	10 377	23 688	9,4%	21,4%	460	972	8,2%	17,2%
11 à 15	60	220	6,5%	23,9%	7 555	31 243	6,8%	28,2%	415	1 387	7,4%	24,6%
16 à 20	47	267	5,2%	29,1%	6 475	37 718	5,8%	34,1%	381	1 768	6,8%	31,4%
21 à 25	44	311	4,8%	33,9%	6 106	43 824	5,5%	39,6%	350	2 118	6,2%	37,6%
26 à 30	42	353	4,6%	38,4%	5 759	49 583	5,2%	44,8%	320	2 438	5,7%	43,2%
31 à 35	40	393	4,4%	42,8%	5 327	54 910	4,8%	49,6%	292	2 730	5,2%	48,4%
36 à 40	38	431	4,2%	47,0%	4 883	59 793	4,4%	54,0%	267	2 996	4,7%	53,1%
41 à 45	36	467	3,9%	50,9%	4 435	64 227	4,0%	58,0%	243	3 240	4,3%	57,4%
46 à 50	34	501	3,7%	54,5%	4 024	68 251	3,6%	61,7%	222	3 462	3,9%	61,4%
51 à 55	31	532	3,4%	58,0%	3 655	71 907	3,3%	65,0%	203	3 665	3,6%	65,0%
56 à 60	29	561	3,2%	61,1%	3 285	75 191	3,0%	67,9%	186	3 850	3,3%	68,3%
61 à 65	26	588	2,9%	64,0%	2 979	78 170	2,7%	70,6%	170	4 020	3,0%	71,3%
66 à 70	24	612	2,6%	66,6%	2 736	80 906	2,5%	73,1%	156	4 176	2,8%	74,1%
71 à 75	22	634	2,4%	69,0%	2 509	83 415	2,3%	75,4%	143	4 319	2,5%	76,6%
76 à 80	20	654	2,2%	71,2%	2 354	85 769	2,1%	77,5%	130	4 449	2,3%	78,9%
81 à 85	19	673	2,1%	73,3%	2 187	87 956	2,0%	79,5%	119	4 568	2,1%	81,0%
86 à 90	18	692	2,0%	75,3%	2 074	90 030	1,9%	81,3%	108	4 677	1,9%	82,9%
91 à 95	17	709	1,9%	77,1%	1 956	91 986	1,8%	83,1%	98	4 775	1,7%	84,7%
96 à 100	17	726	1,8%	79,0%	1 870	93 857	1,7%	84,8%	89	4 864	1,6%	86,2%
101 à 150	128	853	13,9%	92,9%	11 967	105 823	10,8%	95,6%	492	5 356	8,7%	95,0%
151 et plus	65	919	7,1%	100,0%	4 869	110 693	4,4%	100,0%	283	5 639	5,0%	100,0%
Total	919	919	100,0%	100,0%	110 693	110 693	100,0%	100,0%	5 639	5 639	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-H :**
**Hiver (Décembre à mars)**
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage tout à l'électricité**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	26	26	1,0%	1,0%	4 933	4 933	1,6%	1,6%	1 486	1 486	6,4%	6,4%
6 à 10	15	41	0,6%	1,6%	3 177	8 110	1,1%	2,7%	1 471	2 957	6,3%	12,7%
11 à 15	20	61	0,8%	2,4%	4 708	12 817	1,6%	4,3%	1 452	4 409	6,2%	18,9%
16 à 20	31	92	1,2%	3,7%	7 094	19 911	2,4%	6,6%	1 423	5 831	6,1%	25,0%
21 à 25	47	138	1,9%	5,5%	9 833	29 744	3,3%	9,9%	1 380	7 211	5,9%	31,0%
26 à 30	65	203	2,6%	8,1%	12 295	42 039	4,1%	14,0%	1 325	8 536	5,7%	36,7%
31 à 35	83	286	3,3%	11,5%	14 037	56 076	4,7%	18,7%	1 259	9 795	5,4%	42,1%
36 à 40	100	386	4,0%	15,5%	14 936	71 012	5,0%	23,6%	1 186	10 981	5,1%	47,1%
41 à 45	110	496	4,4%	19,9%	15 138	86 150	5,0%	28,7%	1 110	12 091	4,8%	51,9%
46 à 50	115	611	4,6%	24,5%	14 765	100 914	4,9%	33,6%	1 035	13 126	4,4%	56,4%
51 à 55	114	725	4,6%	29,1%	14 044	114 958	4,7%	38,2%	963	14 090	4,1%	60,5%
56 à 60	109	833	4,4%	33,4%	13 253	128 211	4,4%	42,6%	895	14 985	3,8%	64,3%
61 à 65	101	935	4,1%	37,5%	12 475	140 687	4,1%	46,8%	831	15 816	3,6%	67,9%
66 à 70	95	1 030	3,8%	41,3%	11 976	152 663	4,0%	50,8%	770	16 585	3,3%	71,2%
71 à 75	91	1 121	3,6%	45,0%	11 580	164 243	3,9%	54,6%	711	17 296	3,1%	74,3%
76 à 80	87	1 208	3,5%	48,5%	11 312	175 555	3,8%	58,4%	654	17 950	2,8%	77,1%
81 à 85	86	1 295	3,5%	52,0%	11 121	186 676	3,7%	62,1%	598	18 548	2,6%	79,6%
86 à 90	86	1 381	3,5%	55,4%	10 861	197 537	3,6%	65,7%	543	19 090	2,3%	82,0%
91 à 95	88	1 469	3,5%	58,9%	10 569	208 106	3,5%	69,2%	489	19 579	2,1%	84,1%
96 à 100	88	1 557	3,5%	62,5%	10 106	218 212	3,4%	72,6%	437	20 017	1,9%	85,9%
101 à 150	667	2 223	26,7%	89,2%	62 572	280 784	20,8%	93,4%	2 250	22 267	9,2%	95,6%
151 et plus	269	2 492	10,8%	100,0%	19 853	300 636	6,6%	100,0%	1 023	23 289	4,4%	100,0%
Total	2 492	2 492	100,0%	100,0%	300 636	300 636	100,0%	100,0%	23 289	23 289	100,0%	100,0%

**Tableau E-15-I :**
**Hiver (Décembre à mars)**
**Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total**

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	105	105	3,1%	3,1%	18 244	18 244	4,4%	4,4%	1 998	1 998	6,9%	6,9%
6 à 10	95	201	2,8%	5,9%	13 554	31 798	3,3%	7,7%	1 931	3 929	6,7%	13,6%
11 à 15	80	280	2,3%	8,2%	12 262	44 060	3,0%	10,7%	1 867	5 796	6,5%	20,0%
16 à 20	78	359	2,3%	10,5%	13 569	57 629	3,3%	14,0%	1 803	7 599	6,2%	26,3%
21 à 25	91	449	2,7%	13,2%	15 939	73 568	3,9%	17,9%	1 730	9 329	6,0%	32,2%
26 à 30	107	556	3,1%	16,3%	18 053	91 621	4,4%	22,3%	1 645	10 974	5,7%	37,9%
31 à 35	123	679	3,6%	19,9%	19 364	110 985	4,7%	27,0%	1 551	12 524	5,4%	43,3%
36 à 40	138	817	4,0%	24,0%	19 819	130 804	4,8%	31,8%	1 452	13 977	5,0%	48,3%
41 à 45	146	963	4,3%	28,2%	19 573	150 377	4,8%	36,6%	1 354	15 331	4,7%	53,0%
46 à 50	149	1 112	4,4%	32,6%	18 788	169 166	4,6%	41,1%	1 258	16 588	4,3%	57,3%
51 à 55	145	1 257	4,3%	36,9%	17 699	186 865	4,3%	45,4%	1 166	17 754	4,0%	61,4%
56 à 60	138	1 395	4,0%	40,9%	16 538	203 402	4,0%	49,5%	1 081	18 835	3,7%	65,1%
61 à 65	128	1 522	3,7%	44,6%	15 454	218 857	3,8%	53,2%	1 001	19 836	3,5%	68,6%
66 à 70	119	1 642	3,5%	48,1%	14 712	233 569	3,6%	56,8%	925	20 761	3,2%	71,8%
71 à 75	113	1 755	3,3%	51,4%	14 090	247 658	3,4%	60,2%	854	21 615	3,0%	74,7%
76 à 80	108	1 863	3,2%	54,6%	13 666	261 324	3,3%	63,5%	784	22 399	2,7%	77,4%
81 à 85	105	1 968	3,1%	57,7%	13 308	274 632	3,2%	66,8%	717	23 116	2,5%	79,9%
86 à 90	105	2 073	3,1%	60,8%	12 935	287 567	3,1%	69,9%	651	23 767	2,3%	82,2%
91 à 95	105	2 177	3,1%	63,8%	12 526	300 092	3,0%	73,0%	587	24 354	2,0%	84,2%
96 à 100	105	2 282	3,1%	66,9%	11 976	312 069	2,9%	75,9%	526	24 881	1,8%	86,0%
101 à 150	794	3 076	23,3%	90,2%	74 538	386 607	18,1%	94,0%	2 742	27 623	9,5%	95,5%
151 et plus	334	3 411	9,8%	100,0%	24 722	411 329	6,0%	100,0%	1 306	28 928	4,5%	100,0%
Total	3 411	3 411	100,0%	100,0%	411 329	411 329	100,0%	100,0%	28 928	28 928	100,0%	100,0%



**Engagement n° 16 (demandé par UC)**

Fournir, par tranches de consommation, pour l'ensemble des clients, la proportion des kWh et des clients touchés par une 3<sup>e</sup> tranche à 80 kWh/jour.

**Réponse à l'engagement n° 16 :**

- 1 Le tableau E-16 présente les informations demandées par tranches de consommation.
- 2 Les proportions des clients facturés en 1<sup>re</sup> et 2<sup>e</sup> tranche sont également ajoutées.

**Tableau E-16 :**
**Proportion des clients et des kWh facturés aux différentes tranches d'énergie**

Tranches de consommation annuelle (kWh)	Proportion des clients						Proportion des kWh touchés par une 3 <sup>e</sup> tranche à 80 kWh/jour
	Jamais en 3 <sup>e</sup> tranche à 80 kWh/jour			Parfois ou toujours en 3 <sup>e</sup> tranche à 80 kWh/jour		Total	
	Toujours en 1 <sup>re</sup> tranche	Parfois en 2 <sup>e</sup> tranche	Toujours en 2 <sup>e</sup> tranche	Parfois en 3 <sup>e</sup> tranche	Toujours en 3 <sup>e</sup> tranche		
[ -; 5 000[	94,3%	5,6%	0,0%	0,1%	0,0%	100,0%	0,0%
[ 5 000; 10 000[	27,8%	71,3%	0,1%	0,9%	0,0%	100,0%	0,1%
[ 10 000; 15 000[	0,1%	86,9%	4,9%	8,0%	0,0%	100,0%	0,3%
[ 15 000; 20 000[	0,0%	23,2%	18,4%	58,5%	0,0%	100,0%	2,9%
[ 20 000; 25 000[	0,0%	0,3%	6,0%	93,7%	0,0%	100,0%	9,7%
[ 25 000; 30 000[	0,0%	0,0%	0,4%	99,6%	0,0%	100,0%	17,1%
[ 30 000; 60 000[	0,0%	0,0%	0,0%	89,6%	10,4%	100,0%	30,8%
[ 60 000;100 000[	0,0%	0,0%	0,0%	21,9%	78,1%	100,0%	60,9%
[100 000; Max.]	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	95,8%	100,0%	85,4%
<b>Total</b>	15,6%	34,0%	4,6%	43,9%	1,9%	100,0%	16,0%
	54,2%			45,8%			





## Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques

2<sup>e</sup> rencontre :  
12 juin 2015

---

ALIMENTER L'AVENIR

# Démarche

---

**Dans le but d'élaborer une stratégie pour les tarifs domestiques pour les années à venir**

## 1<sup>re</sup> rencontre (rappel)

1. Dresser un portrait de la clientèle
2. Identifier les attentes des clients sur différents aspects de la tarification
3. Prendre connaissance des pratiques tarifaires ailleurs en Amérique du Nord
4. Convenir d'un cadre d'analyse pour le choix d'une stratégie tarifaire
5. Faire le bilan de la stratégie tarifaire actuelle
6. Discuter des scénarios alternatifs présentés par le Distributeur

## 2<sup>e</sup> rencontre

1. Énoncer les principales préoccupations soulevées par la Régie et les intervenants
2. Discuter et présenter les résultats des scénarios alternatifs proposés par les intervenants
3. Présenter les constats et des pistes d'évolution de la stratégie tarifaire aux tarifs domestique en fonction des objectifs retenus
4. Tarif DT
  - Portrait et attentes de la clientèle, contexte, bilan de la stratégie actuelle, évaluation de pistes d'amélioration

# 1. Principales préoccupations soulevées

---

## Différentes finalités quant à la stratégie tarifaire

- Améliorer le signal de prix (en pointe, en hiver, en été), assurer l'équité, protéger les MFR, redistribuer les revenus, épargner les agriculteurs, faire supporter plus de coûts par ceux qui consomment peu, favoriser la simplicité

## Variété de scénarios proposés

- Portant essentiellement sur la redevance, une 3<sup>e</sup> tranche d'énergie, les seuils des tranches d'énergie (annuels, saisonniers) et l'introduction d'un tarif agricole
- Aucune analyse demandée sur l'introduction d'un tarif spécifique pour les clients de 50 kW et plus (tarif D2)
- Plusieurs scénarios pour une même préoccupation

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Surplus d'approvisionnements

- **ACEFQ** : Se questionne sur la prise en compte dans la stratégie tarifaire des surplus à l'horizon 2024

## Commentaires

- Coût évité de long terme :
  - Généralement utilisé comme signal pour définir les structures tarifaires de base, signal de prix pour orienter les décisions d'achat des consommateurs
  - Bons choix économiques : les coûts évités de long terme doivent indiquer la direction et l'ampleur des changements de structure à apporter sur un horizon de long terme
- Coût évité de court terme :
  - Généralement utilisé comme signal pour le prix des options tarifaires (équilibre offre-demande à court terme)
  - Une diminution des coûts évités à plus court terme pourrait justifier de mettre moins d'empressement sur l'objectif de tendre vers le signal de prix de long terme dans le tarif de base

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Seuil de la 1<sup>re</sup> tranche (30 kWh/jour)

- **ACEFQ** : Propose de relever le seuil en hiver, compte tenu que la structure actuelle ne permet pas une protection adéquate des petits consommateurs
- **AREQ** : Demande une réévaluation du seuil de 30 kWh où seule une partie des usages autres que le chauffage se retrouverait dans les usages de base
- **OC** : Demande à ce que le seuil soit actualisé et que le Distributeur le définisse formellement. Réfléchir à l'inclusion du chauffage de base.
- **UC** : Demande d'en revoir la notion afin de s'en tenir à une consommation moyenne essentielle ou incompressible. Recommande l'application d'un seuil plus élevé en hiver pour la 1<sup>re</sup> tranche (mais en-deça du 30 kWh actuel) combiné à un prix de la 1<sup>re</sup> tranche très bas pour compenser l'impact d'une hausse de la redevance pour les MFR. La 2<sup>e</sup> tranche viserait la climatisation en été et le chauffage des locaux en hiver pour les petits consommateurs.

## Commentaires

- Tenter de définir empiriquement une consommation associée aux usages de base est avant tout un exercice qui comporte des jugements de valeurs
  - Diversité des ménages (nombre de personnes, âge, saisonnalité, source du chauffage, etc.)
  - Profils de consommation (régions climatiques différentes, habitudes de vie, etc.)
  - Types d'habitation (unifamiliales, plex, chalets, résidences secondaires, condo, etc.)
  - Inventaire exhaustif des appareils
  - Besoins spéciaux de certains clients
  - Notion de besoin essentiel et du chauffage de base

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Commentaires (suite)

- Seuil actuel :
  - Allocation universelle et facile d'application de 30 kWh à un prix moindre
  - Concept simple et compris de la clientèle (sondage)
  - Selon le profil de consommation propre à chaque client, différents usages peuvent être couverts
- Selon le portrait de la clientèle, le seuil demeure toujours adéquat
  - La consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux demeure aux environs de 30 kWh/jour (présentation 1<sup>re</sup> rencontre p.12)



# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

## Redevance et coûts d'abonnement

- **AREQ** : La part des revenus générés par la redevance devrait revenir à près de 13 % comme en 2005 sans toutefois dépasser 65 % des frais fixes
- **GRAME** : Réfère au critère d'équité, à l'effet que la récupération des coûts fixes doit être assurée pour les clients avec une consommation périodique. Propose le maintien de la redevance actuelle. Suggère que la facture minimale peut être une solution
- **OC** : Souhaite obtenir le détail des coûts d'abonnement avant/après compteurs de nouvelle génération et que soit confirmé que la redevance couvre les coûts SALC et mesurage des dernières années
- **RNCREQ** : La redevance est trop élevée compte tenu que certains des coûts considérés ne sont pas liés à la composante abonnement. Une redevance trop élevée nuit au signal de prix
- **SÉ-AQLPA** : La redevance doit rester inférieure aux coûts d'abonnement pour favoriser le signal de prix. Propose toutefois un léger redressement pour la rapprocher davantage du coût réel (variation de la redevance en fonction de la variation des coûts d'abonnement)
- **UC** : La redevance devrait couvrir tous les coûts d'abonnement afin de récupérer davantage auprès des clients avec consommation périodique (maison secondaire, etc.)

## Commentaires

- Pourcentages stables des coûts d'abonnement couverts par la redevance

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Moyenne
% redevance / SALC+mesurage	104%	105%	101%	104%	109%	97%	101%	86%	101%
% redevance / abon total	60%	63%	62%	63%	66%	59%	59%	55%	61%

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Commentaires (suite)

- Année 2015 : En excluant les coûts spécifiques LAD\*, les pourcentages sont de
  - 106 % des coûts de SALC et mesurage
  - 62 % des coûts totaux
- \* Coûts spécifiques LAD : Récupération des comptes de frais reportés phases 2 et 3 (coûts ponctuels), amortissement des nouveaux compteurs, charges d'exploitation, etc.*
- Coûts d'abonnement stables au cours des dernières années
- Au cours des prochaines années : Les coûts d'abonnement devraient demeurer relativement stables
  - Les coûts associés à la relève et au recouvrement devraient diminuer (maintien de certains coûts compte tenu de l'option de retrait)
  - Toutefois, l'amortissement des compteurs de nouvelle génération ainsi que les coûts d'exploitation et d'amortissement de l'infrastructure de mesurage avancée devraient entraîner une hausse des coûts de mesurage

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Exemption de certains clients

- **OC** : N'est pas contre l'introduction d'une 3<sup>e</sup> tranche (meilleur signal de prix), dans la mesure où les clients peuvent réduire leur consommation. Se questionne sur la possibilité d'exempter les clients MFR, par exemple ceux qui adhèrent à Éconologis, de l'application d'une 3<sup>e</sup> tranche

## Commentaires

- Implique l'application d'un tarif distinct pour une catégorie de clients et la récupération de la perte de revenus après du reste de la clientèle
- Enjeux opérationnels d'exclure une catégorie de clients : qualification par un organisme indépendant, modification éventuelle du statut, etc.
- Le Distributeur ne dispose pas du revenu de ses clients
- Liste des participants du programme Éconologis non disponible (BEIÉ)
- Aucun tarif MFR au Canada
- À qui appartient le rôle de redistribution de la richesse ?

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Corrélation entre les hausses de tarifs, la stratégie tarifaire et les mauvaises créances

- **ACEFQ** : Propose à HQD d'étudier à l'aide de ses statistiques et de ses données, la corrélation possible entre les hausses tarifaires et les mauvaises créances (nombre, amplitude)
- **UC** : Soupçonne une relation de causalité entre la stratégie tarifaire et le fait que les ménages à revenu modeste peinent de plus en plus à payer leurs factures d'électricité

## Commentaires

- La dépense de mauvaises créances (DMC) est corrélée avec le volume des ventes d'électricité
- Comme c'est le cas de la plupart des risques, la dépense de mauvaises créances est fonction du volume. Ainsi, de façon structurelle, à mesure que la population et l'activité économique augmentent au Québec, les ventes d'électricité augmentent, mais aussi l'occurrence des défauts de paiement
- Situation d'endettement des ménages : La dépense moyenne d'électricité est relativement stable en proportion du revenu moyen des ménages québécois, alors que d'autres postes de dépenses courantes sont en croissance (voir engagement 20, audiences R-3905-2014)
- La conjoncture économique influence la situation financière des ménages, mais plusieurs autres variables structurelles déterminent également la DMC, telles que la durée du défaut de paiement, le nombre d'abonnements, la composition des ménages, le nombre de dossiers d'insolvabilité, l'inflation, l'évolution de l'emploi, et les conditions climatiques

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

## Compteurs de nouvelle génération (CNG)

- **OC** : Souhaite déterminer quelles sont les contributions actuelles ou potentielles des CNG lors de l'élaboration des profils de consommation et pour les fins des analyses des impacts tarifaires

## Commentaires

- CNG : Objectifs de l'entreprise présentés au dossier R-3770-2011 (D-2012-127)
  - Pérennité du parc des compteurs
  - Réalisation de gains d'efficacité (automatisation de la lecture de la consommation, interruption et remise en service à distance)
  - Possibilité d'évolution technologique : localisation des pannes, détection de la subtilisation
- Les données provenant des CNG sont intégrées dans le processus d'analyse des caractéristiques de consommation et de la prévision de la demande de la clientèle
- Des clients se sont prévalus de l'option de retrait
- Le mesurage est au service de la stratégie tarifaire et non l'inverse
- Arbitrage entre :
  - Niveau de détail : données quotidiennes, mensuelles, périodiques
  - Coûts : traitement des données, impact sur la facturation
  - Efficacité du signal de prix : impact sur la consommation
  - Impacts sur la facture des clients
  - Simplicité, compréhension des tarifs de base

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Élasticité-prix (OC)

- **OC** : Demande si HQD utilise des élasticités-prix différentes selon les tranches de consommation lors des simulations tarifaires. Voudrait connaître l'impact des scénarios alternatifs sur la consommation d'électricité.

## Commentaires

- Aucune hypothèse d'élasticité-prix n'est incluse dans les simulations tarifaires
  - Faire ressortir les impacts tarifaire à volume constant (isoler l'effet-prix)
- Le concept d'élasticité-prix est intégré lors de la prévision de la demande, pour une consommation moyenne par client (pas de distinction par type de client ou tranche de consommation)

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

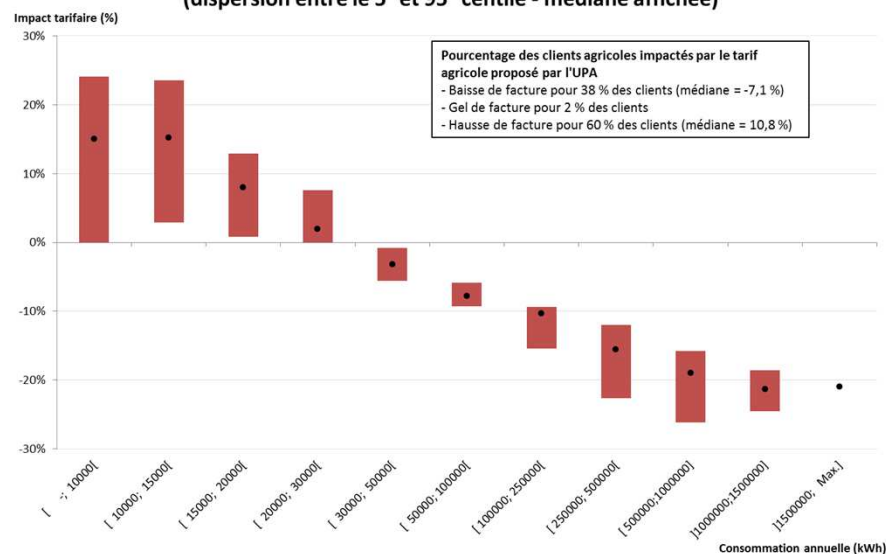
## Tarif agricole

- **UPA** : Propose l'élimination de la facturation en puissance pour les exploitations agricoles et suggère un tarif DA à une seule tranche au prix de 7,5 ¢/kWh. Soumet que les charges stables devraient être reflétées dans la tarification

## Commentaires

- L'introduction d'un prix unique de 7,5 ¢/kWh désavantagerait 60% des exploitations agricoles, soit les plus petits clients en faveur des plus grands

Impact tarifaire associé à l'introduction d'un tarif agricole composé de la redevance actuelle et d'un prix d'énergie à 7,5 ¢/kWh (dispersion entre le 5<sup>e</sup> et 95<sup>e</sup> centile - médiane affichée)



- Le manque à gagner (11,7 M\$) serait assumé par le reste de la clientèle résidentielle

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Commentaires (suite)

- L'élimination de la prime de puissance créerait une inéquité envers tous les autres clients facturés en puissance, ce que visaient à éliminer les modifications apportées à la facturation de la puissance aux tarifs domestiques en 2009
- Les tarifs actuels tiennent compte du facteur d'utilisation et du niveau de tension. Les clients dont les charges sont stables avec un meilleur FU assument un prix unitaire plus faible
- La clientèle agricole bénéficie du tarif domestique qui est plus avantageux que les tarifs généraux
  - Économie annuelle de 25 M\$ (21 %)
- Lors de la 1<sup>re</sup> rencontre, HQD a démontré :
  - Qu'avec la stratégie actuelle, plusieurs exploitations agricoles ont subi des impacts moindres
  - Que la séparation du tarif D ( $D1 \leq 50$  kW et  $D2 > 50$  kW) permettrait de proposer une stratégie tarifaire adaptée à chacun de ces 2 tarifs, qui incluent respectivement des petits et des grands consommateurs agricoles, et de limiter les impacts tarifaires pour les plus grands consommateurs



# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

## Besoins à la pointe

- **Régie** : Souhaite des commentaires sur l'application d'un signal de prix accentué en périodes critiques, lorsque les températures sont les plus froides, considérant les besoins croissants du Distributeur à la pointe (300 heures, 1 500 heures). Demande des commentaires sur les avantages et inconvénients d'une tarification en période critique, avec application d'un seuil de consommation quotidien plutôt que sur la période de facturation
- **SÉ-AQLPA** : Propose l'application d'un prix de la 2<sup>e</sup> tranche plus élevé en période de pointe hivernale (300 heures, 1 500 heures ou lors d'appels au public) pour encourager la diminution de consommation

## Commentaires

- Comparable à ce qui a été fait dans le cadre du projet Heure juste
  - Tarif optionnel vs applicable à tous les clients
  - Groupes de discussion : Clients souhaitaient un prix de pointe critique pas trop élevé (pas de caractère punitif)
  - Impact d'environ 0,27 kW / client (6 % de la charge moyenne aux heures critiques)
  - Résultats plus faibles le 2<sup>e</sup> hiver : essoufflement
  - Conclusions : faible taux de participation, peu d'impact sur la consommation, faire des économies est la principale raison de l'adhésion
- 100 / 300 / 1 500 heures de pointe
  - Le caractère critique de la fine pointe varie d'une année à l'autre, notamment en fonction des conditions climatiques
  - Connues une fois l'hiver terminé suite à la classification des besoins horaires
  - Limiter le nombre d'heures pour permettre au client de déplacer sa consommation

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## ▪ Commentaires (suite)

- Signal de coût réel versus calibrage du tarif
  - Les prix doivent être connus d'avance par les clients et fixés par HQD (base prévisionnelle) pour assurer la juste récupération des revenus requis et la neutralité tarifaire
- Impacts tarifaires : gagnants et perdants
- Options tarifaires et mesures de gestion de la demande en puissance (ex. chauffe-eau)
  - Plus ciblées
  - Sur une base volontaire
  - Évite de modifier le tarif de base, pratique de l'industrie est de l'offrir en option, généralement un crédit plutôt qu'une pénalité
  - Minimise les impacts sur le confort des clients
- Enjeux opérationnels : préavis, facturation, support commercial
- Rejoint difficilement l'attente marquée pour la stabilité et la simplicité, bien qu'elle pourrait encourager une réduction de la consommation

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

## ▪ Commentaires (suite)

- Coût moyen prévisionnel du dossier R-3905-2014 (fourniture seulement)
  - Patrimonial : un seul prix annuel
  - Postpatrimonial : le prix des contrats est établi et indexé sur une base annuelle
  - Résultats : sur une base prévisionnelle, pas de distinction selon les heures
  - Les coûts moyens n'offrent pas un bon signal de prix

en ¢/kWh

	Patrimonial	Postpatrimonial	Total
300 hres	2,84	10,04	3,42
1200 hres suivantes	2,84	11,26	3,36

- Coûts évités de 2015 du dossier R-3905-2014 (fourniture, transport et distribution)

en ¢/kWh

	Total
300 hres	7,52
1200 hres suivantes	5,89

- Écart de prix 300 heures / 1200 heures suivantes : 1,6 ¢/kWh
- Voir également commentaires sur les CNG (p.11)

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Le RNCREQ demande de clarifier le graphique d'impact sur la 3<sup>e</sup> tranche à la page 44 de la présentation de la rencontre #1

- 5<sup>e</sup> centile de chaque catégorie (sauf clients en puissance) à 0 % : au moins 5 % des clients de chaque catégorie ne consomment jamais plus que 4 800 kWh par période
- Médiane à environ 0 % pour 5 des 7 catégories : au moins 50 % de la clientèle ne consomme jamais plus que 4 800 kWh par période
- Au plus 5 % des clients agricoles auraient des hausses se situant à plus de 9,3 %

## L'AREQ :

- Favorable à l'introduction d'une facture minimale et à l'introduction d'une structure D1/D2 qui est cohérente avec l'évolution et la transition des tarifs
- Estime que la structure actuelle (redevance + 2 tranches progressives) est encore de mise afin d'offrir une tarification adéquate à la clientèle domestique

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Présentation des résultats

- **RNCREQ** : sous la forme de l'engagement 15 et diagramme de dispersion pour chacun des segments

## Commentaires

- Grande charge de travail, dépasse les objectifs de la présente séance
- Niveau de détail déjà fourni par HQD lors de la 1<sup>re</sup> rencontre suffisant pour arriver à des conclusions
  
- **UC** : Impacts sur la clientèle avec ententes de paiement et ententes personnalisées (MFR et tous)

## Commentaires

- Impacts présentés pour les MFR avec ententes et les non MFR avec ententes
- Données 2013 pour assurer une cohérence avec les données utilisées aux fins des analyses
  
- **UC** : Impacts tenant compte des recommandations du Rapport Godbout

## Commentaires

- Éléments de contexte, sujets à une consultation publique, pouvant influencer la stratégie aux tarifs domestiques
- Auraient des impacts sur la clientèle, mais ne constituent pas une stratégie tarifaire (taxe sur la facture)
- Un scénario de 3<sup>e</sup> tranche avec seuil à 80 kWh qui en illustre l'impact a été présenté lors de la 1<sup>re</sup> rencontre

# 1. Principales préoccupations soulevées (suite)

---

## Présentation des résultats (suite)

- UC : Analyses et études d'impacts pour des années de froids extrêmes

## Commentaires

- Simulations tarifaires : illustrer l'impact d'une structure tarifaire toutes choses étant égales par ailleurs
  - Isoler l'effet-prix
- Ensemble du dossier tarifaire du Distributeur basé sur une année prévisionnelle à conditions climatiques normales
  - Cohérence, scénario centré
- Analyse d'une structure tarifaire en situation de conditions climatiques réelles ne permet pas de capter la totalité de l'effet-volume
  - Consommation des clients influencée par la température et par les changements aux habitudes de consommation
  - Exercice avec peu de valeur ajoutée

## 2. Scénarios proposés par les intervenants

---

- **16 scénarios, regroupés en 4 volets**

- Volet 1 - Tarif annuel à 2 tranches d'énergie : 3 scénarios
- Volet 2 - Tarif annuel à 3 tranches d'énergie : 6 scénarios
- Volet 3 - Tarif saisonnier à 2 tranches d'énergie : 2 scénarios
- Volet 4 - Tarif saisonnier à 3 tranches d'énergie : 5 scénarios

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 1 : Structure annuelle à 2 tranches d'énergie (3 scénarios)

#### ▪ Finalité recherchée par le RNCREQ :

- Réduction significative de la redevance pour refléter les coûts fixes, la redevance appliqué par des compagnies similaires et donner un meilleur signal de prix
  - Maintien de la stratégie actuelle (2 fois plus en 2<sup>e</sup> tranche qu'en 1<sup>re</sup>) afin de compenser la baisse de revenus et d'isoler l'effet de la réduction de la redevance

#### ▪ Finalité recherchée par SÉ-AQLPA

- Rapprocher la redevance du coût réel d'abonnement en la redressant légèrement et graduellement
  - Hypothèses HQD : hausse de la redevance de 2 % (identique au scénario présenté lors de la 1<sup>re</sup> rencontre) et de 4 % compte tenu que les coûts d'abonnement sont stables (voir p. 8)
  - Maintien de la stratégie actuelle (2 fois plus en 2<sup>e</sup> tranche qu'en 1<sup>re</sup>) afin de maintenir le signal de prix



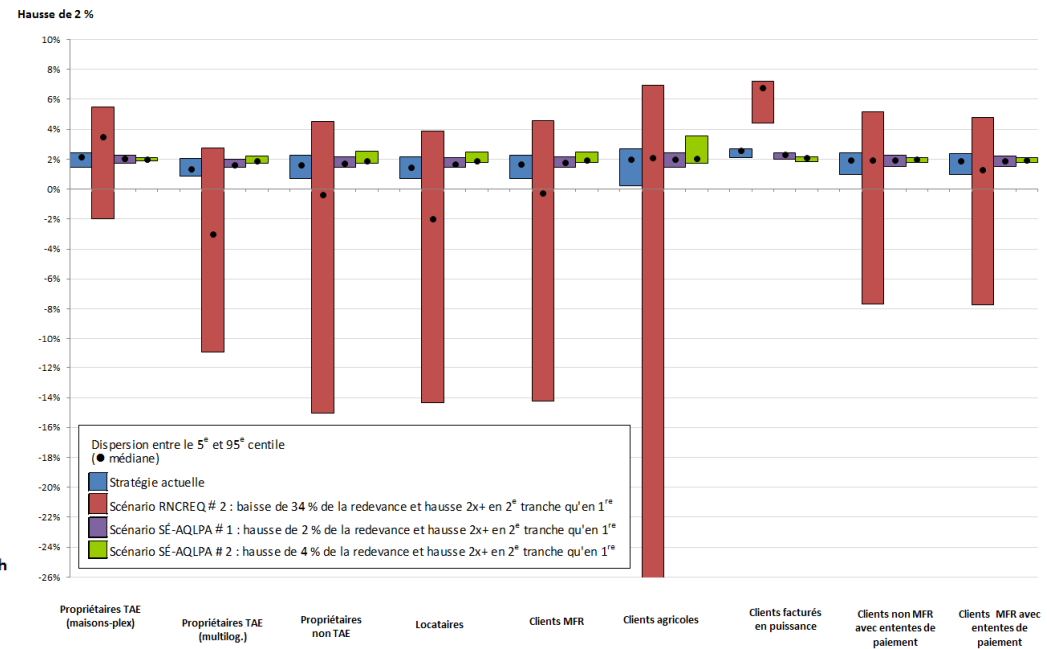
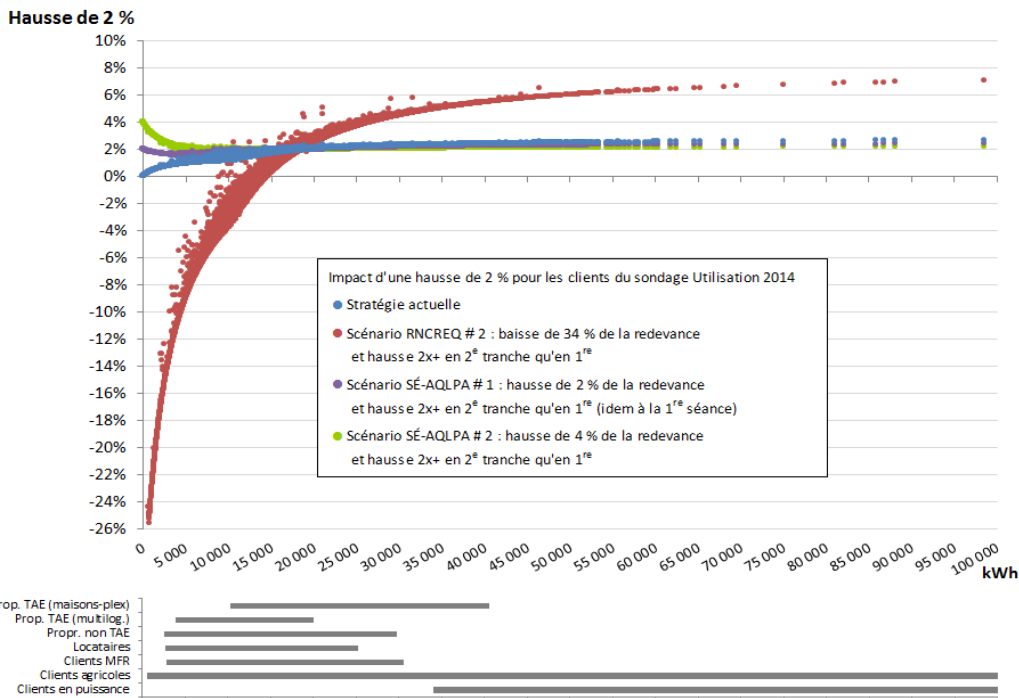
## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

### Volet 1 : Structure annuelle à 2 tranches d'énergie

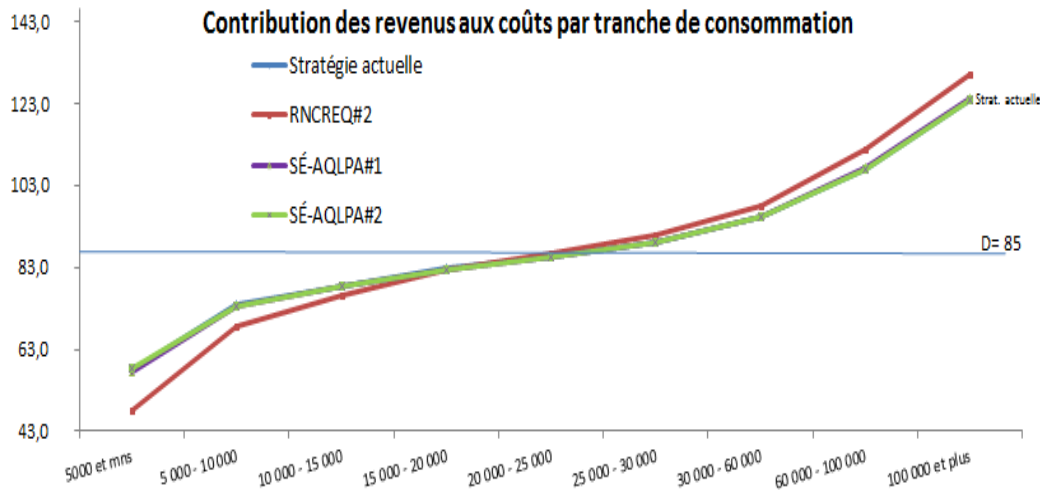
Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 % - Structure annuelle à 2 tranches d'énergie			
		Stratégie actuelle	Scénario RNCREQ # 2	Scénario SÉ-AQLPA # 1 (idem sc. HQ red.+2 %)	Scénario SÉ-AQLPA # 2
Redevance (¢/jour)	40,64¢	40,64¢	26,82¢	41,45¢	42,27¢
<i>hausse</i>		0,0%	-34,0%	2,0%	4,0%
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche @ 30 kWh/jr (¢/kWh)	5,68¢	5,76¢	5,91¢	5,75¢	5,74¢
<i>hausse</i>		1,4%	4,0%	1,3%	1,1%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	8,84¢	9,30¢	8,81¢	8,79¢
<i>hausse</i>		2,8%	8,1%	2,5%	2,2%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$	6,21\$	6,21\$	6,21\$	6,21\$
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$	3,15\$	3,15\$	3,15\$	3,15\$
<i>hausse</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

ALIMENTER  
L'AVENIR



### Contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation



### Constats p/r à la stratégie actuelle

- Baisse de la redevance avantage les petits consommateurs, incluant les petits agricoles, et a un impact à la hausse sur les plus grands (puisque les prix d'énergie sont plus élevés), dans tous les segments
  - Représente une baisse de la facture pour 45 % des clients
  - Accentue leur contribution aux coûts
- Hausse de la redevance a un impact sur les petits consommateurs pour lesquels le poids de la redevance dans la facture est important, mais les hausses simulées ne sont pas suffisantes pour affecter significativement les plus grands consommateurs (se distingue peu de la stratégie actuelle)
- Segments ententes de paiement : les 2 sont similaires, dispersion moindre que pour les MFR

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 1 : Structure annuelle à 2 tranches d'énergie

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

#### Baisse de la redevance

- Améliore le signal de prix en énergie
- Encourage la réduction de consommation
- Les très petits consommateurs contribuent encore moins aux coûts d'abonnement

#### Hausse de la redevance

- Tend vers un reflet des coûts totaux d'abonnement
- Permet de récupérer un peu plus de revenus auprès des plus petits consommateurs tout en continuant à améliorer le signal de prix

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 2 : Structure annuelle à 3 tranches d'énergie

#### ▪ Finalité recherchée par le GRAME

- Amélioration du signal de prix à la marge pour un plus grand nombre de clients
- Juste prix et équité pour les coûts fixes
  - Ne pas favoriser certains clients par une baisse de la redevance

#### ▪ Finalité recherchée par le RNCREQ

- Fournir le meilleur signal de prix possible tout en reflétant le coût de desservir les différents types de clients, en épargnant les MFR et les activités économiques vitales pour les régions
- Refléter la volonté du gouvernement en faveur le développement durable

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

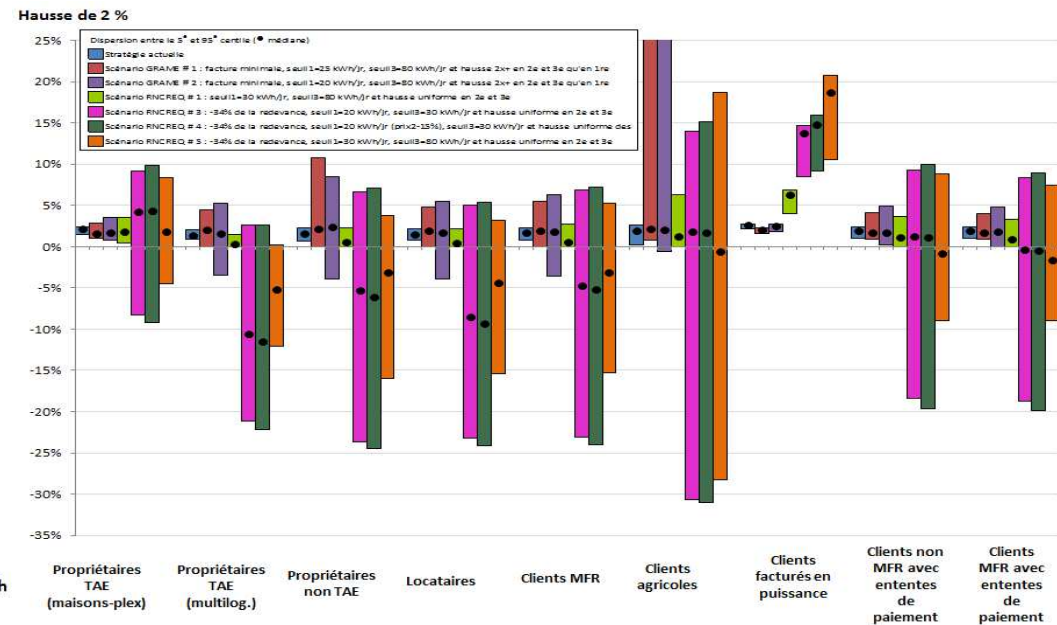
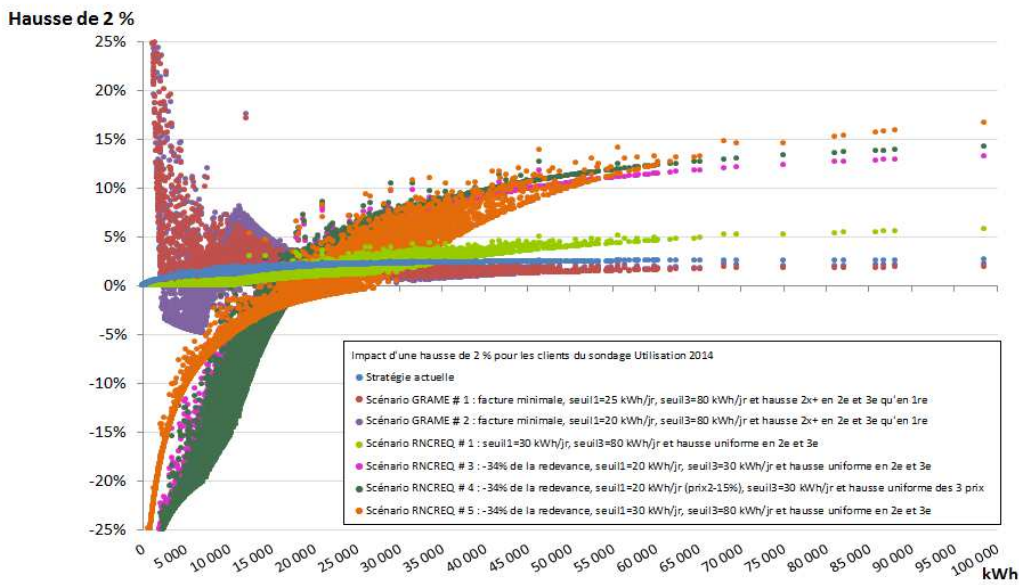
ALIMENTER  
L'AVENIR

### Volet 2 : Structure annuelle à 3 tranches d'énergie

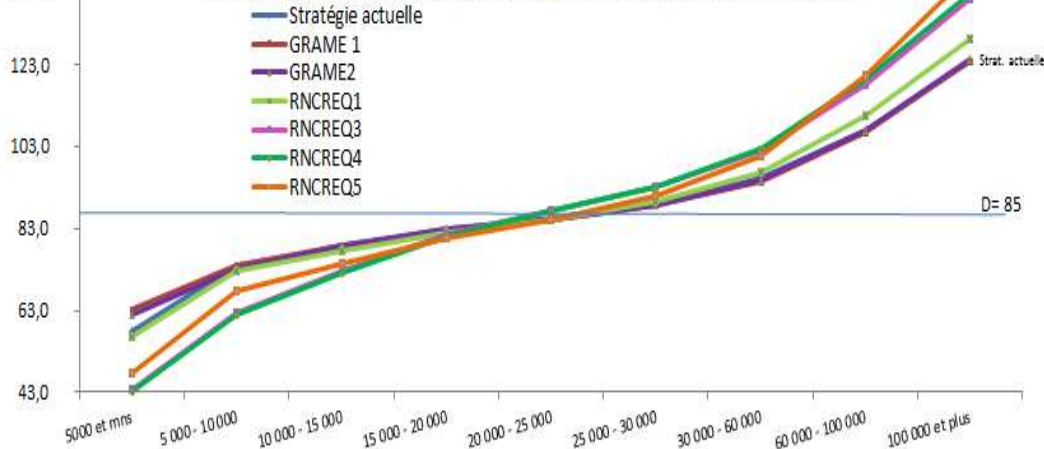
Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 % - Structure annuelle à 3 tranches d'énergie													
		Stratégie actuelle		Scénario GRAMÉ # 1		Scénario GRAMÉ # 2		Scénario RNCREQ # 1		Scénario RNCREQ # 3		Scénario RNCREQ # 4		Scénario RNCREQ # 5	
		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil	
Redevance (¢/jour)	40,64¢		40,64¢		40,64¢		40,64¢		40,64¢		26,82¢		26,82¢		26,82¢
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		-34,0%		-34,0%		-34,0%
Facture minimale de 74,25 ¢/jour (\$/mois)					22,28\$		22,28\$								
<i>hausse</i>					-		-								
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-25	5,68¢	0-20	5,30¢	0-30	5,68¢	0-20	4,93¢	0-20	4,83¢	0-30	5,80¢
<i>hausse</i>			1,4%		0,0%		-6,7%		0,0%		-13,2%		-15,0%		2,1%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	26-80	8,40¢	21-80	8,26¢	31-80	8,76¢	21-30	5,80¢	21-30	5,68¢	31-80	8,79¢
<i>hausse</i>			2,8%		-2,3%		-4,0%		1,9%		2,1%		0,0%		2,2%
Énergie - 3 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	-		-	>80	8,81¢	>80	8,86¢	>80	9,25¢	> 30	9,97¢	> 30	10,08¢	>80	10,60¢
<i>hausse</i>			-		2,4%		3,0%		7,6%		15,9%		17,2%		23,3%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

ALIMENTER  
L'AVENIR



### Contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation



### Constats p/r à la stratégie actuelle

- GRAME : impact à la hausse concentré chez les petits consommateurs (moins de kWh à prix plus faible). Les grands consommateurs (notamment certains clients agricoles) sont touchés bien que le prix soit plus faible jusqu'à 80 kWh/jour. Gel de la facture pour 5 % des clients (#1) et baisse pour 10 % des clients (#2)
- RNCREQ #3 et #4 (1<sup>re</sup> tranche scindée en 2) : impact à la baisse chez les petits dû à la baisse de la redevance et du prix des 20 premiers kWh. Impact croissant avec le volume de consommation. RNCREQ #1 et #5 (tranche au-delà de 80 kWh/jour) : impact restreint sur la clientèle dans le #1, l'accentuation du prix étant principalement en 3<sup>e</sup> tranche qui touche peu de kWh. Hausse plus élevée pour les plus grands consommateurs. En réduisant la redevance (#5), impact à la baisse pour les petits et à la hausse pour les plus grands.
- Accentuation de la contribution aux coûts des grands en faveur des petits
- Segments ententes : les 2 sont similaires

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 2 : Structure annuelle à 3 tranches d'énergie

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

- Améliore le signal de prix pour une partie de la clientèle
- Ne répond pas à l'attente de la clientèle pour la simplicité des tarifs
- Accentue nettement la contribution aux coûts des grands consommateurs
- Stratégie qui se démarque de ce qui se fait ailleurs au Canada
- Grande dispersion des impacts

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 3 : Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie

- **Finalité recherchée par l'ACEFQ**
  - Protéger adéquatement les petits consommateurs, les MFR et leur offrir un outil additionnel en haussant le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche en hiver



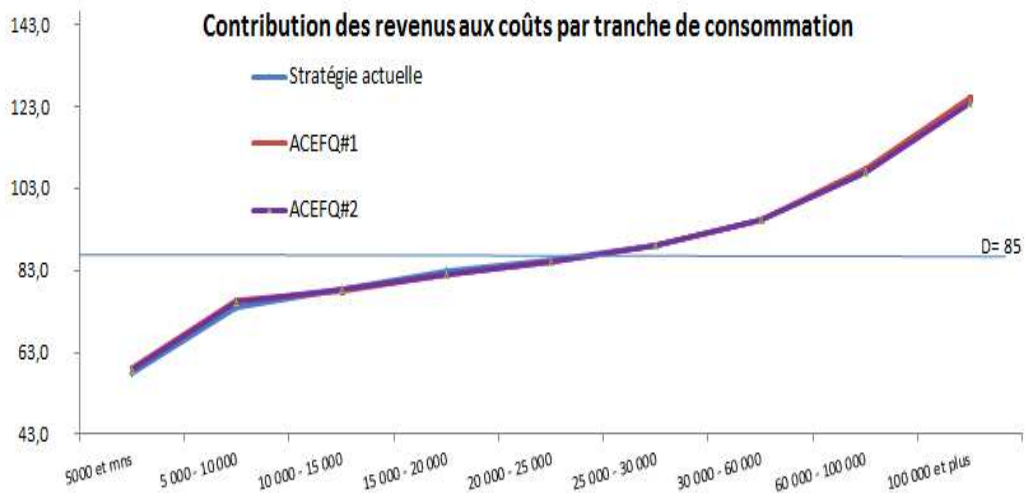
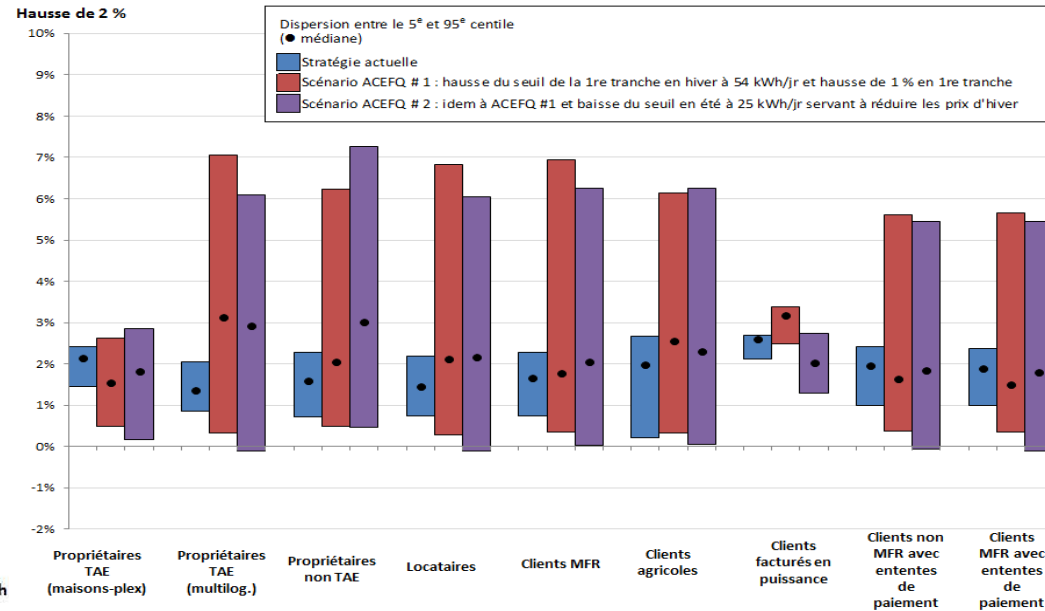
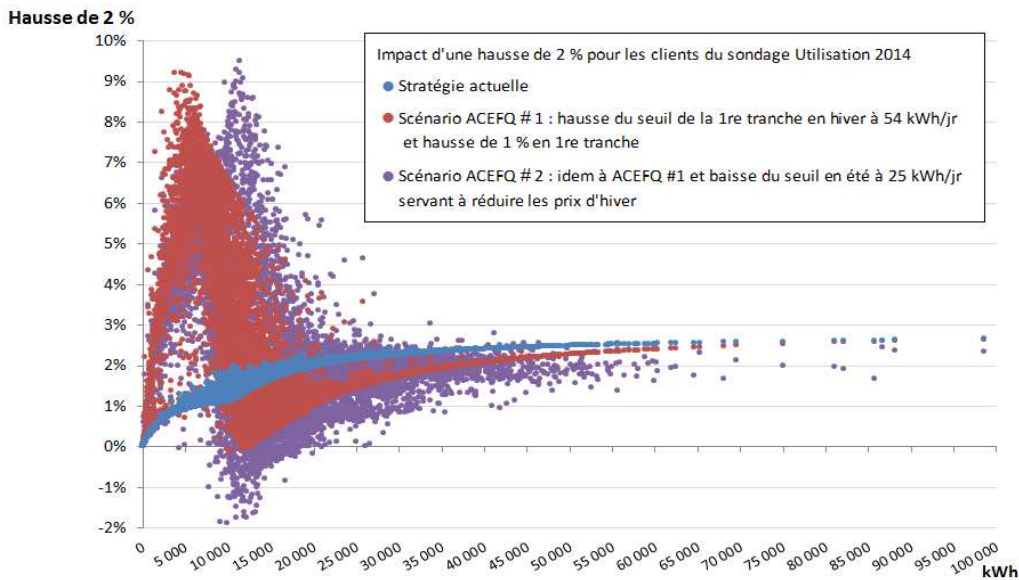
## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

### Volet 3 : Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie

Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 %- Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie					
		Stratégie actuelle		Scénario ACEFQ # 1		Scénario ACEFQ # 2	
		seuil		seuil		seuil	
Redevance (¢/jour)	40,64¢		40,64¢		40,64¢		40,64¢
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%
<b>ÉTÉ</b>							
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-30	5,74¢	0-25	5,74¢
<i>hausse</i>			1,4%		1,1%		1,1%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	> 30	8,91¢	> 25	8,89¢
<i>hausse</i>			2,8%		3,6%		3,4%
<b>HIVER</b>							
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-54	6,84¢	0-54	6,64¢
<i>hausse</i>			1,4%		20,4%		16,9%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	>54	8,91¢	>54	8,63¢
<i>hausse</i>			2,8%		3,6%		0,3%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

ALIMENTER  
L'AVENIR



### Constats p/r à la stratégie actuelle

- Impact élevé pour les petits consommateurs, le prix des premiers kWh étant plus élevé
- Plus de dispersion des impacts
- Maintien de la contribution aux coûts
- Segments ententes de paiement : les 2 sont similaires, semblables aux MFR

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 3 : Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

- Ne répond pas à la finalité recherchée par l'intervenant de protéger les petits consommateurs
- Résulte en une réallocation des revenus entre les petits clients, tout en épargnant les grands
- Ne répond pas à l'attente de la clientèle pour la simplicité des tarifs
- Structure complexe:
  - Passe de 2 à 4 prix d'énergie
  - Prix de la 2<sup>e</sup> tranche plus élevé en été qu'en hiver pour le scénario #2 : signal contradictoire avec les coûts

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 4 : Structure saisonnière à 3 tranches d'énergie

- **Finalité recherchée par OC**
  - Protection des MFR
  
- **Finalité recherchée par UC**
  - Stratégie redistributive par équité et justice sociale
  - Faire payer moins aux ménages en difficulté de paiement
  - Faire supporter les coûts à ceux qui consomment très peu (résidence secondaire, ceux qui passent l'hiver à l'extérieur du pays, mieux nantis), refléter des besoins de base essentiels dans la 1re tranche et fixer la 3e tranche à un niveau significatif pour viser la climatisation et le chauffage

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

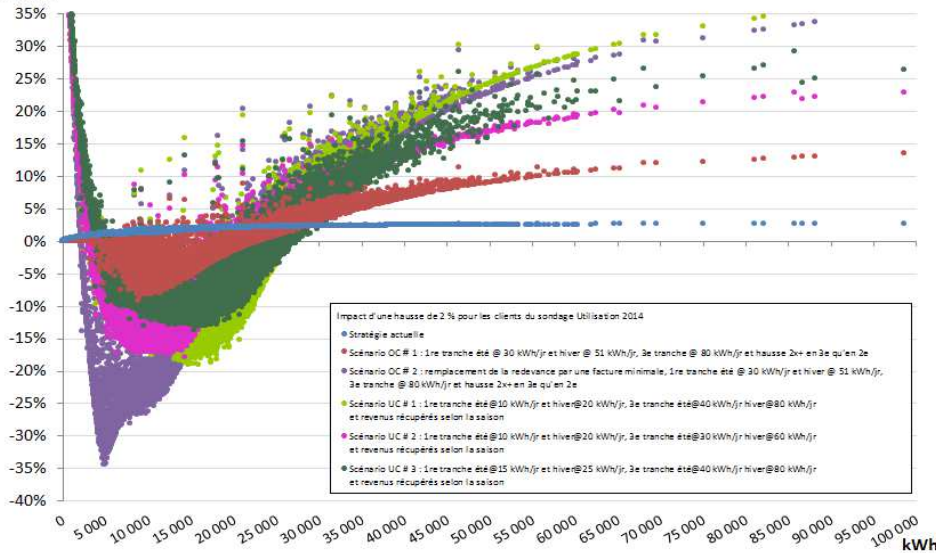
### Volet 4 : Structure saisonnière à 3 tranches d'énergie

Composantes	Prix 1 <sup>er</sup> avril 2015	Hausse de 2 %- Structure saisonnière à 3 tranches d'énergie											
		Stratégie actuelle		Scénario OC # 1		Scénario OC # 2		Scénario UC # 1		Scénario UC # 2		Scénario UC # 3	
		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil	
Redevance (¢/jour)	40,64¢		40,64¢		40,64¢		0,00¢		67,70¢		67,70¢		67,70¢
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		-100,0%		66,6%		66,6%		66,6%
Facture minimale de 74,25 ¢/jour (\$/mois)							22,28\$						
<i>hausse</i>							-						
<b>ÉTÉ</b>													
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-30	5,68¢	0-30	5,68¢	0-10	2,00¢	0-10	2,00¢	0-15	2,75¢
<i>hausse</i>			1,4%		0,0%		0,0%		-64,8%		-64,8%		-51,6%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	31-80	9,38¢	31-80	10,63¢	11-40	4,50¢	11-30	4,00¢	16-40	5,90¢
<i>hausse</i>			2,8%		9,1%		23,6%		-47,7%		-29,6%		-31,4%
Énergie - 3 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	>80	10,15¢	>80	12,66¢	>40	12,87¢	>30	11,01¢	>40	11,13¢
<i>hausse</i>			2,8%		18,0%		47,2%		49,7%		28,0%		29,4%
<b>HIVER</b>													
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-51	5,68¢	0-51	5,68¢	0-20	3,25¢	0-20	3,25¢	0-25	4,00¢
<i>hausse</i>			1,4%		0,0%		0,0%		-42,8%		-42,8%		-29,6%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	52-80	9,38¢	52-80	10,63¢	21-80	6,75¢	21-60	6,25¢	26-80	6,75¢
<i>hausse</i>			2,8%		9,1%		23,6%		-21,5%		-27,3%		-21,5%
Énergie - 3 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	>80	10,15¢	>80	12,66¢	>80	12,88¢	>60	11,34¢	>80	12,79¢
<i>hausse</i>			2,8%		18,0%		47,2%		49,8%		31,9%		48,7%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

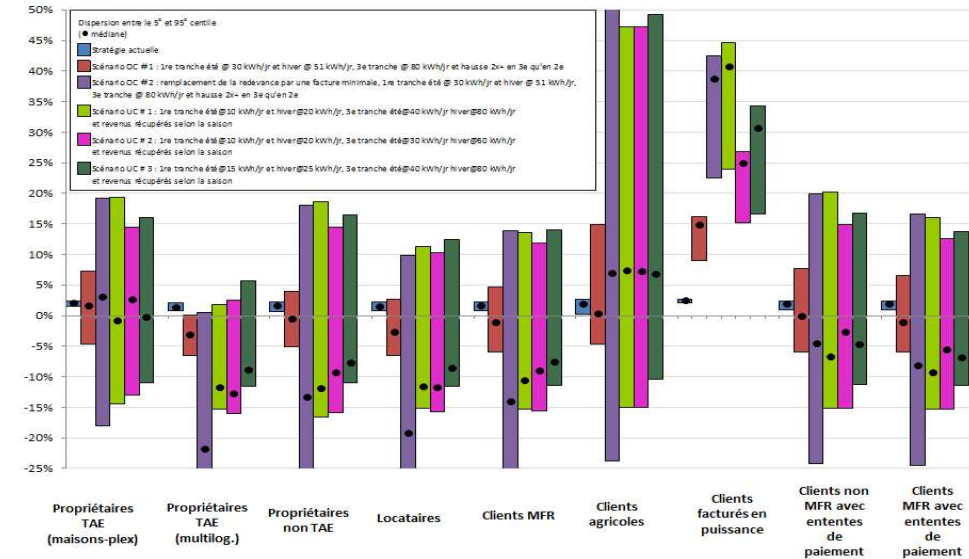
## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

ALIMENTER  
L'AVENIR

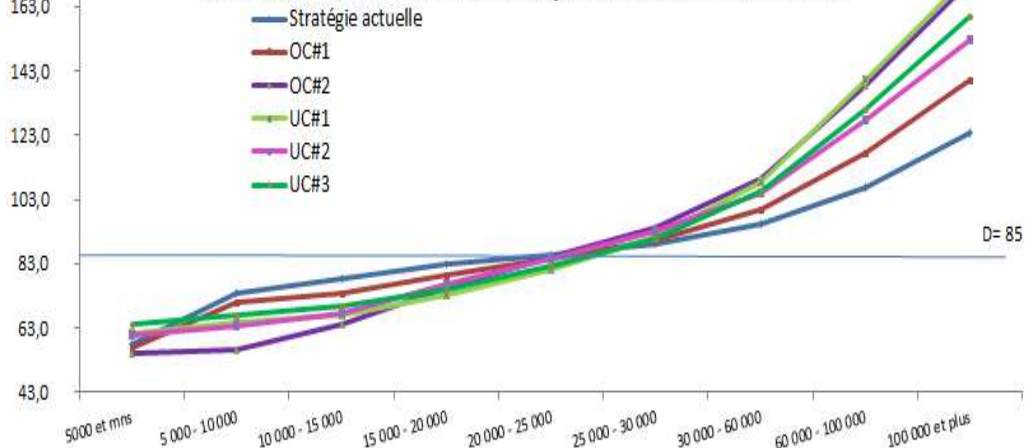
Hausse de 2 %



Hausse de 2 %



Contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation



### Constats p/r à la stratégie actuelle

- OC : impact à la hausse pour les très petits clients qui découle de la facture minimale. Impact à la baisse concentré chez les petits consommateurs alors que les grands consommateurs ont une hausse, particulièrement ceux facturés en puissance
- UC : impact à la hausse sur les très petits consommateurs. Impact à la baisse chez les petits consommateurs et à la hausse chez les plus grands particulièrement ceux facturés en puissance
- Accentuation particulièrement marquée de la contribution aux coûts des grands consommateurs en faveur des petits
- Segments ententes : les 2 sont similaires

## 2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

---

### Volet 4 : Structure saisonnière à 3 tranches d'énergie

*Comment chacun des scénarios rejoint les préoccupations soulevées?*

- Réduit le signal de prix pour une partie de la clientèle
- Structure complexe (passe de 2 à 6 prix d'énergie) qui ne répond pas à l'attente de la clientèle pour la simplicité des tarifs
- Accentue nettement la contribution aux coûts des grands consommateurs
- Se démarque de ce qui se fait ailleurs au Canada
- Grande dispersion des impacts
- Vise davantage la redistribution des revenus (structure progressive)
  - Rôle qui revient au Distributeur ou plus efficace par l'entremise d'outils fiscaux ?
  - Tente de cibler une problématique spécifique avec un outil de tarification d'un bien de consommation
- Contribution aux coûts inégale entre les clients qui questionne la notion d'équité
- Scénarios qui ne touchent pas toute la clientèle visée
  - Pas de diminution pour les locataires d'un logement chauffé dont la facture est dans le loyer
  - Clients chauffés au mazout ou au gaz sont favorisés bien qu'ils peuvent être des MFR ou être mieux nantis
  - Pas de diminution pour les MFR dans des logements mal isolés avec famille nombreuse

### 3. Constats et pistes d'évolution (suite)

Différents scénarios/structures peuvent permettre de rencontrer une ou plusieurs préoccupations

Peu de scénarios rencontrent toutes les préoccupations et les attentes des clients

Préoccupations	Redevance	Facture minimale	1 tranche	2 tranches	3 tranches	Seuils saisonniers	Tarif saisonnier	Tarif point critique	D1 / D2
Amélioration du signal de prix	<p><b>Quelles grandes préoccupations semblent faire consensus?</b></p> <p><b>Quelle est la stratégie qui répond le mieux au consensus?</b></p>								
Équité									
Reflet des coûts									
Besoins en pointe									
Redistribution									
Protection des MFR									
Protection des petits consommateurs									
Contribution aux coûts									
Simplicité / compréhension									
Stabilité/continuité									
Favoriser activité économique (clientèle agricole)									



### 3. Constats et pistes d'évolution (suite)

---

- Quelles grandes préoccupations semblent faire consensus ?
  - Signal de prix favorisant une utilisation efficace de l'électricité ?
  - Limiter l'impact sur les ménages à faible revenu ?
- Quelle est la stratégie qui répond le mieux au consensus ?
  - Maintenir ou accentuer la progressivité des prix d'énergie ?
  - Sur quelles composantes du tarif les ajustements tarifaires devraient porter ?
  - Quelles devraient être les repères pour faire évoluer les prix ?
- Comment les résultats des analyses (bilan, scénarios présentés) apportent un éclairage sur la structure à adopter pour répondre aux objectifs retenus ?
  - Faut-il modifier la structure tarifaire ?
  - Faut-il faire évoluer différemment les composantes du tarif ?
- Comment les attentes de la clientèle peuvent orienter les choix en matière de stratégie tarifaire ?
  - Attente plus marquée pour la stabilité des prix, la simplicité et l'encouragement à la réduction de la consommation (présentation rencontre #1, page 20)

### 3. Constats et pistes d'évolution (suite)

---

- Le présent exercice permet une compréhension des enjeux de la tarification au secteur domestique et d'apprécier les impacts de différents scénarios
- Dans la mesure où il n'est pas possible de statuer à ce moment-ci sur une stratégie qui rejoint l'ensemble des préoccupations des intervenants, dans le dossier tarifaire 2016-2017 :
  - Le Distributeur entend adopter une position neutre et appliquer un ajustement tarifaire uniforme par composante pour les tarifs domestiques
  - Le bilan des travaux, comprenant les présentations du Distributeur en séance de travail ainsi que l'analyse des scénarios des intervenants, sera déposé au dossier tarifaire
  - La Régie précisera dans sa décision les grandes orientations qu'elle entend cibler pour l'ensemble de la clientèle domestique sur la base des travaux réalisés
- Dans le dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur fera une proposition en matière de stratégie tarifaire pour la clientèle domestique qui tiendra compte des grandes orientations de la Régie

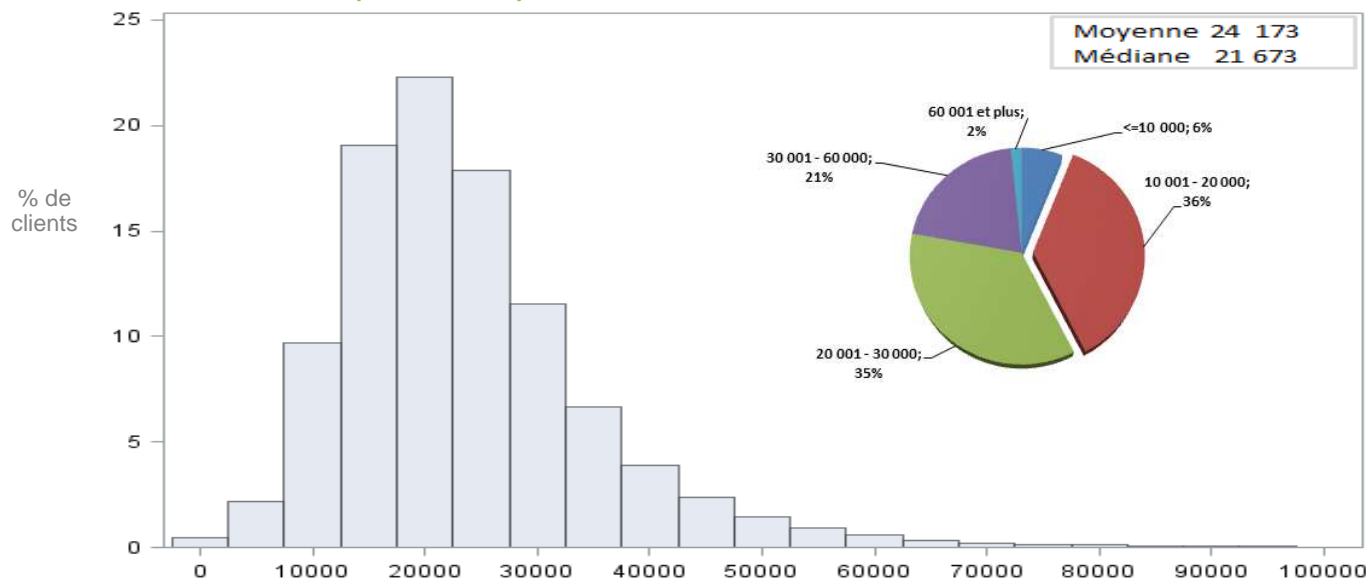
## 4. Tarif DT

---

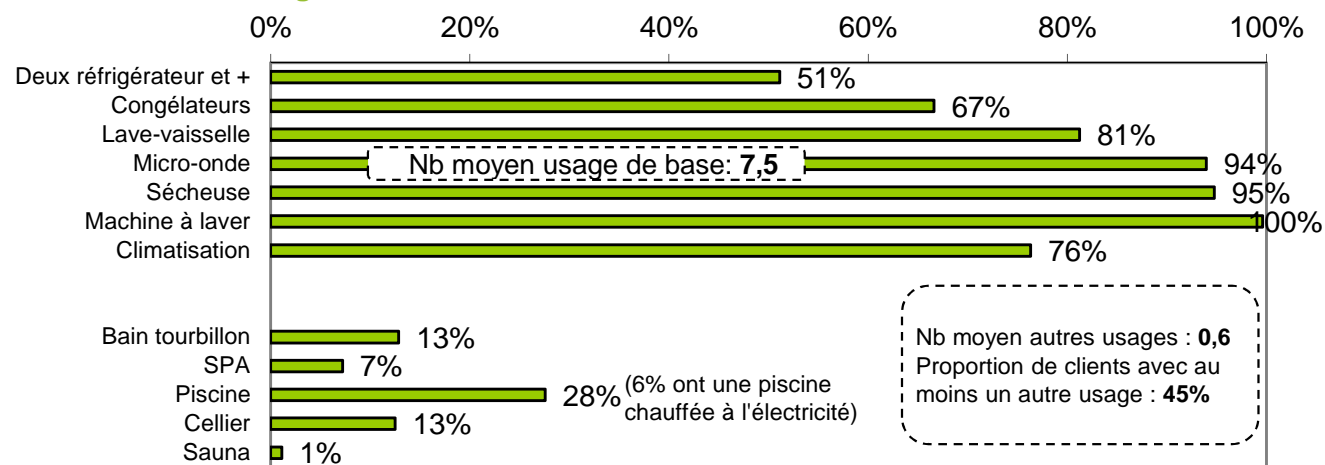
- Option tarifaire de gestion de la demande
  - Tarif différencié selon la température
    - Le Québec est le seul territoire qui offre un tarif différencié selon la température en Amérique du Nord
    - Ailleurs, les tarifs de gestion de la demande sont généralement horo-saisonniers et ciblent les charges de climatisation pour lesquelles il n'existe pas de substitut
  - En utilisant son chauffage d'appoint en période de pointe, le client biénergie fait des économies tout en bénéficiant d'un prix hors pointe avantageux
  - Moyen de gestion de la demande le plus important au secteur domestique

## 4.1 Portrait de la clientèle au tarif DT

### Consommation (kWh/année)



### Diffusion des usages

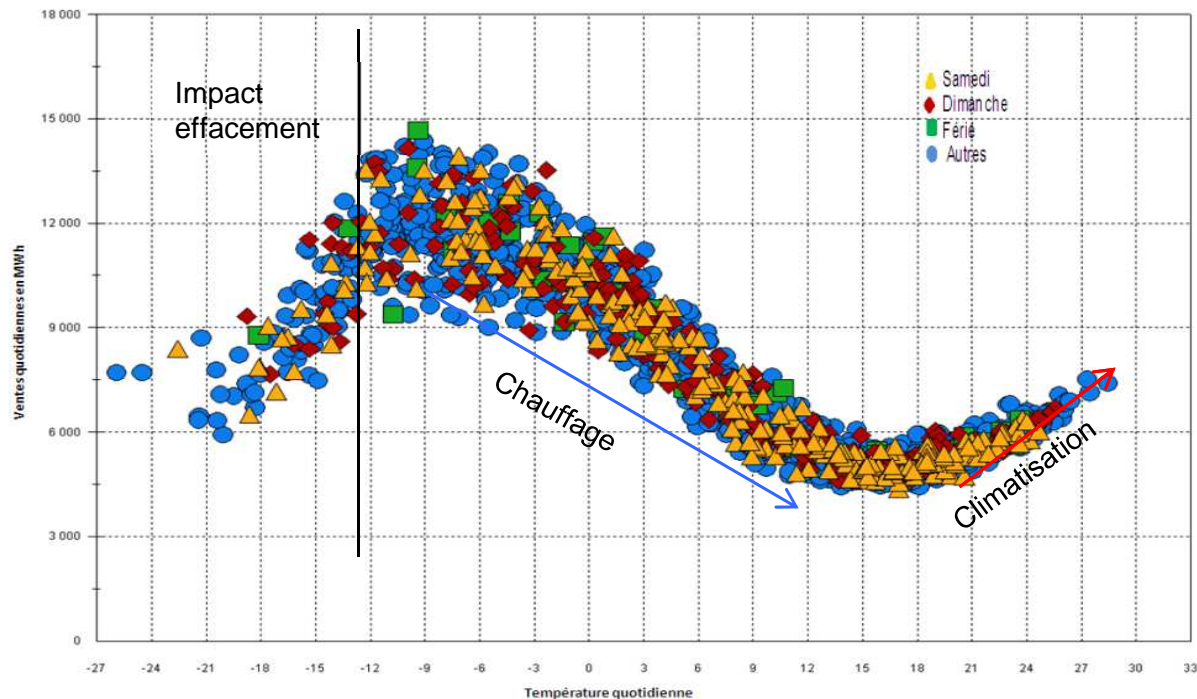


### Profil des clients

- 121 249 abonnements au tarif DT en 2014
- Prédominance des maisons unifamiliales (90 %)
- Prédominance des propriétaires (92 %)
- Consommation moyenne d'environ 24 000 kWh et supérieure à 20 000 kWh pour 58 % des clients
- Ratio hiver/été de 1,8
- Environ 85% des clients ont un système biénergie électricité-mazout
- Taille moyenne des ménages est 2,8
- 28 % des ménages avec des revenus de 80 000 \$ et plus
- 11 % des clients sont MFR
- Superficie moyenne de 2 364 pi<sup>2</sup>

## 4.1 Portrait de la clientèle au tarif DT (suite)

### Ventes au tarif DT (MWh/jour) par rapport à la température quotidienne



- L'effacement à la pointe des clients au tarif DT est estimé à environ 620 MW, soit un peu plus de 5 kW par client
- La consommation en pointe représente 6,8 % de la consommation totale du tarif DT en 2014, comparativement à 5,5% en 2013, dû au nombre d'heures plus élevé de températures inférieures à -12 °C

## 4.2 Attentes des clients

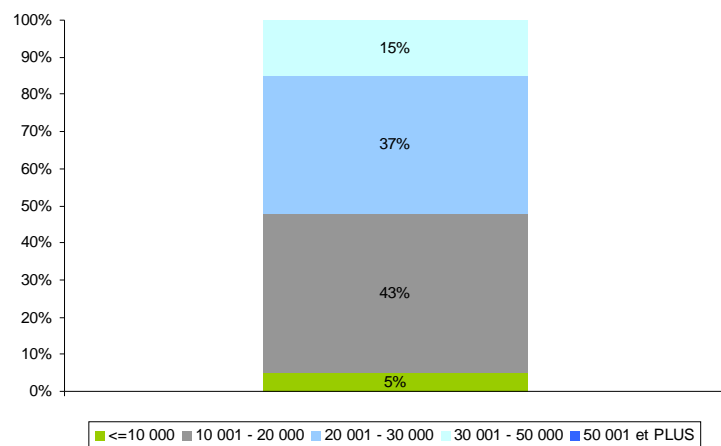
---

- Sondage téléphonique auprès de la clientèle domestique
- Objectifs principaux de l'étude
  - Compréhension de la facture d'électricité et de la tarification
  - Connaissance de la structure des tarifs
  - Attentes des clients et niveau d'accord à différents principes de tarification
- 200 clients DT sondés du 17 février au 6 mars 2015

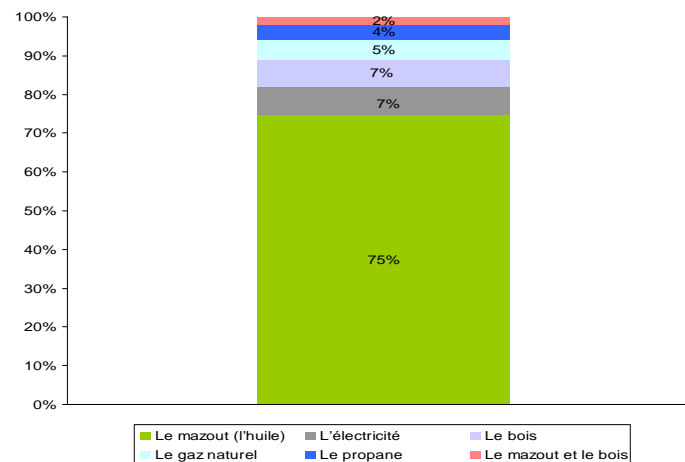
## 4.2 Attentes des clients (suite)

### Quelques caractéristiques des clients sondés

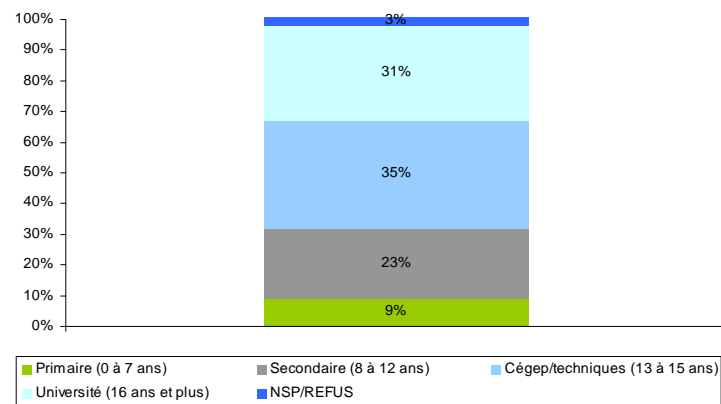
Consommation annuelle en kWh (2014)



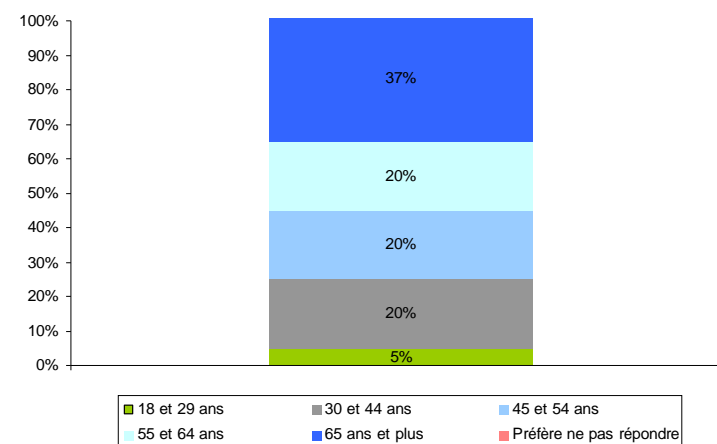
Principale source d'énergie utilisée en période haut tarif



Niveau de scolarité



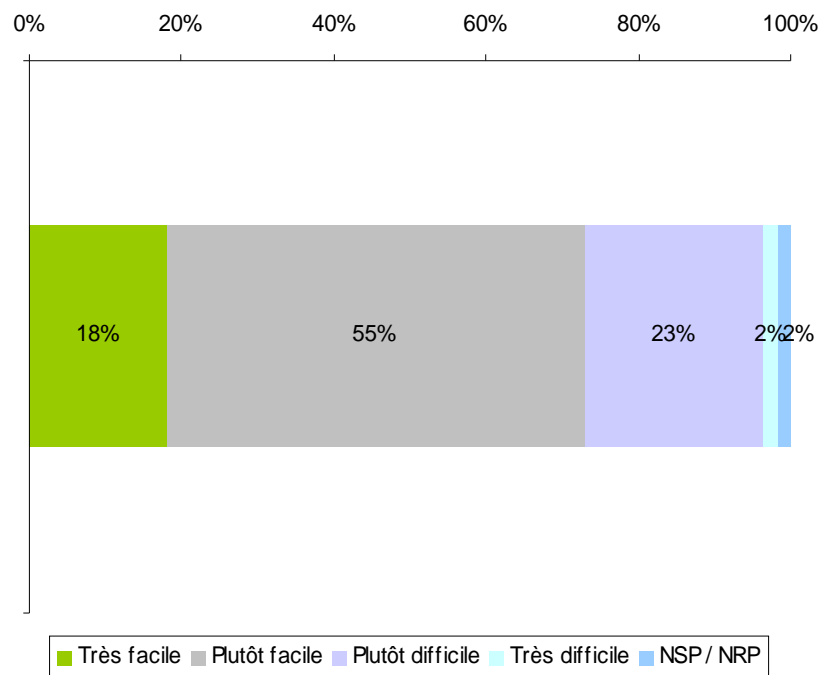
Âge du répondant



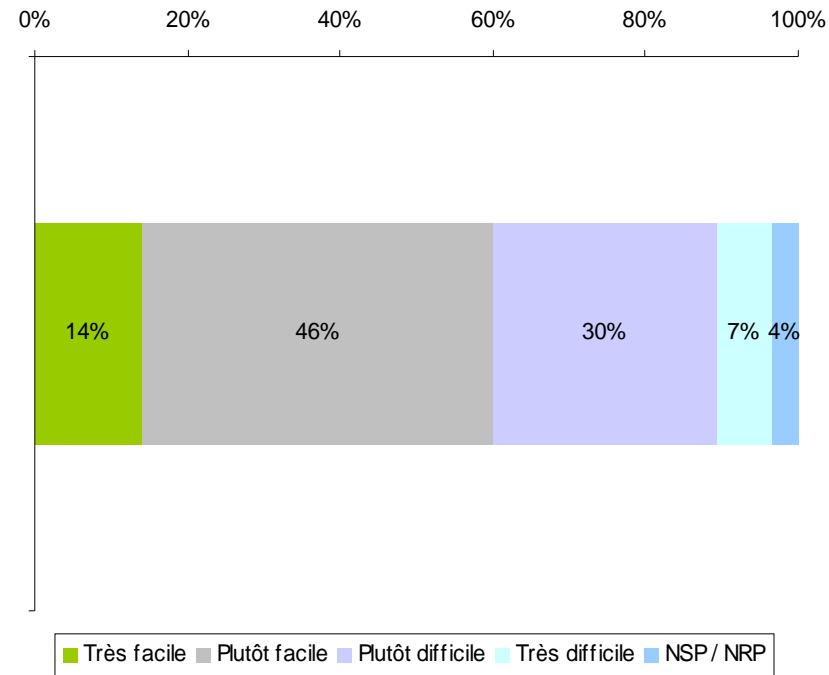
## 4.2 Attentes des clients (suite)

### Compréhension de la facture et de la tarification

#### Facilité à comprendre la facture



#### Facilité à comprendre la tarification

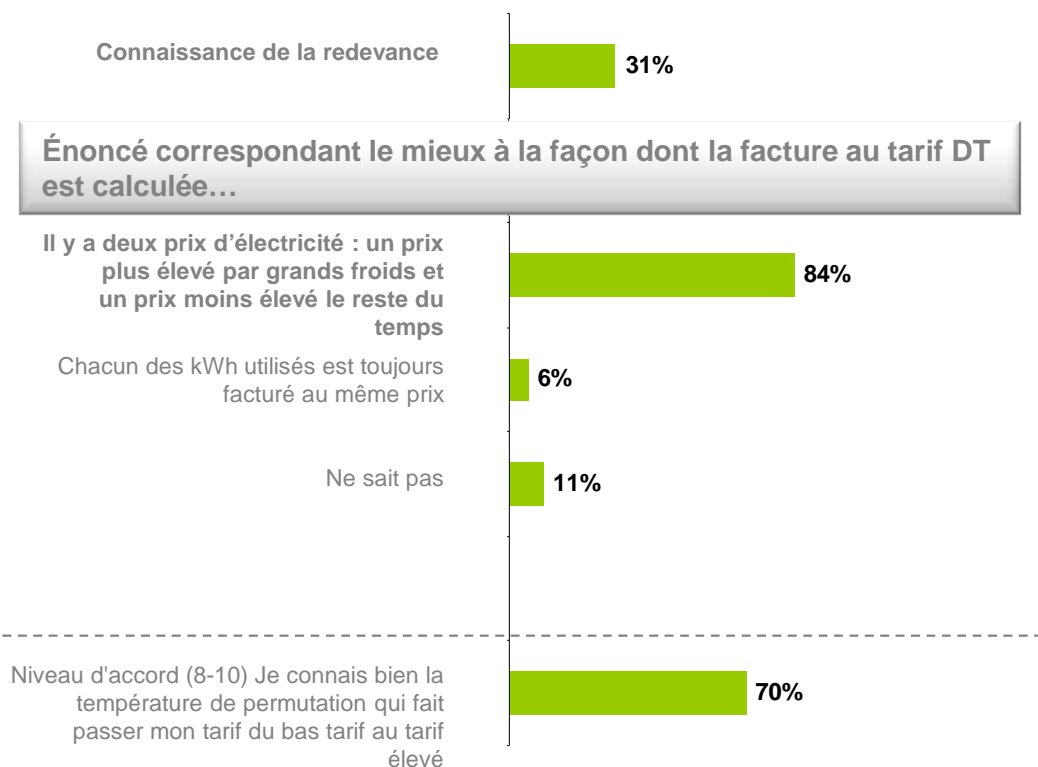


- **La moitié des clients** regarde **attentivement** sa facture d'électricité
- Tous les éléments de la facture sont consultés par au moins la moitié des répondants, notamment les anciennes périodes de facturation
- En général, les clients trouvent **la tarification plus difficile à comprendre que la facture**
- **Considérant l'ensemble de leurs dépenses, environ 85 % des clients au tarif DT jugent que leur facture d'électricité est une dépense (très ou assez) élevée.**



## 4.2 Attentes des clients (suite)

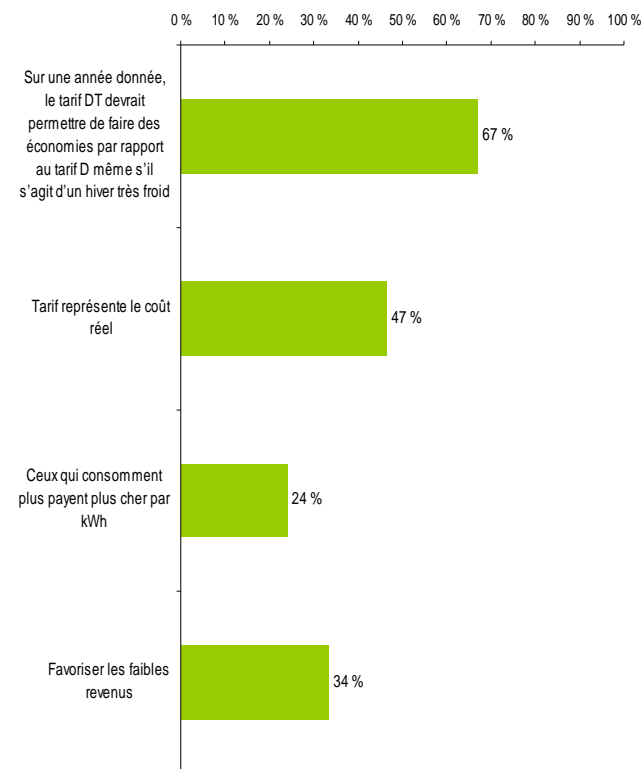
### Connaissance de la structure du tarif DT



- Environ le tiers (31 %) des abonnés au tarif DT connaît l'existence de la redevance
- Une majorité de répondants comprend comment sa facture est calculée
- 70 % des clients disent bien connaître leur température de permutation

### Principes tarifaires

(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)

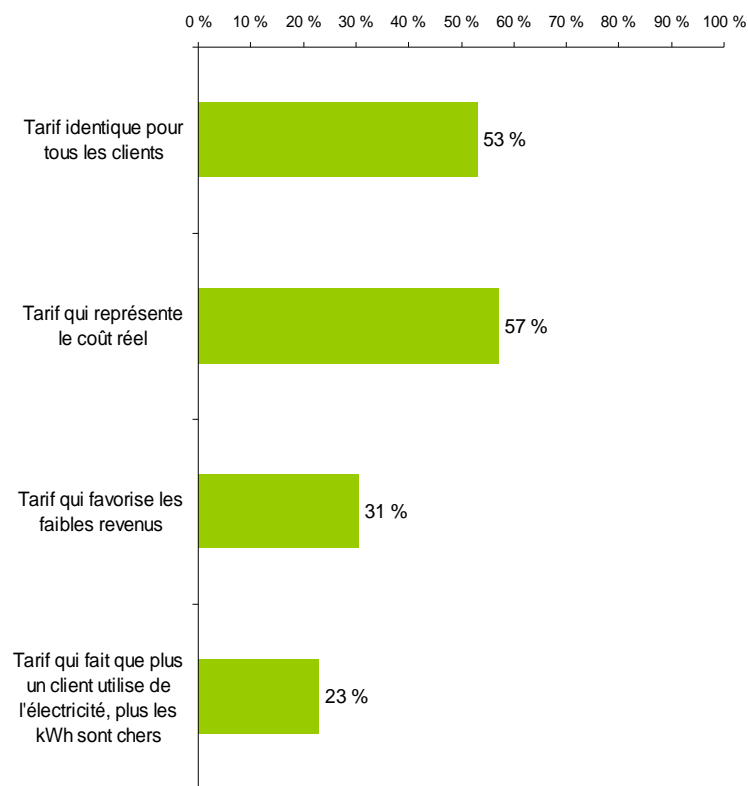


- Le seul énoncé qui génère un certain niveau d'accord est celui selon lequel le tarif DT devrait permettre de faire des économies par rapport au tarif D même s'il s'agit d'un hiver très froid
- Niveau de désaccord (note de 1 à 4) élevé à l'égard des énoncés qui mentionnent que ceux qui consomment plus devraient payer plus cher par kWh (46 %) et à l'égard du fait que le tarif devrait favoriser les ménages à faible revenu (37 %)

## 4.2 Attentes des clients (suite)

### Définition d'un tarif équitable

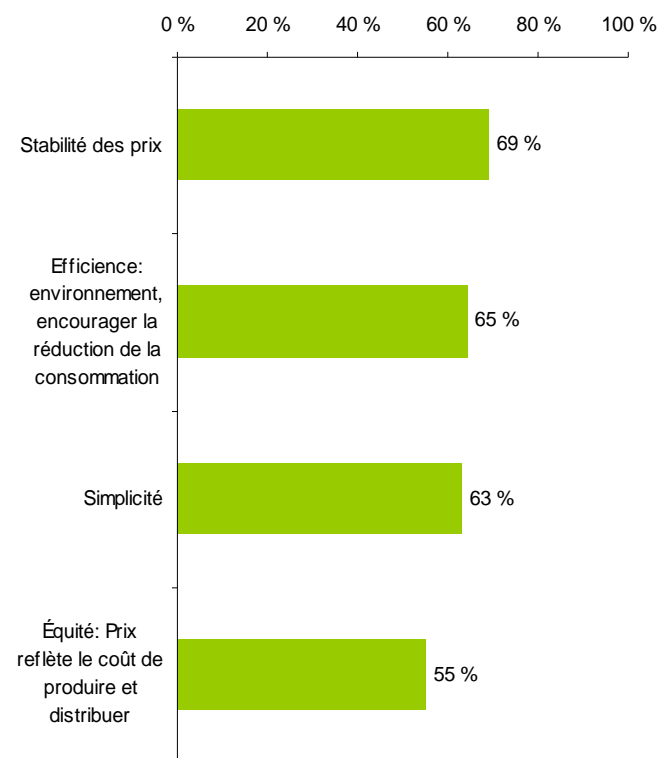
(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- **Un peu plus de la moitié des clients au tarif DT est en accord** avec l'idée qu'un tarif équitable est **un tarif qu'on facture à son vrai coût** et qui est le même pour tous les clients.
- **Environ le 1/3 des clients au tarif DT est en accord** avec l'idée qu'un tarif équitable en est un qui **favorise les ménages à faible revenu**.

### Éléments à considérer dans l'élaboration d'un tarif

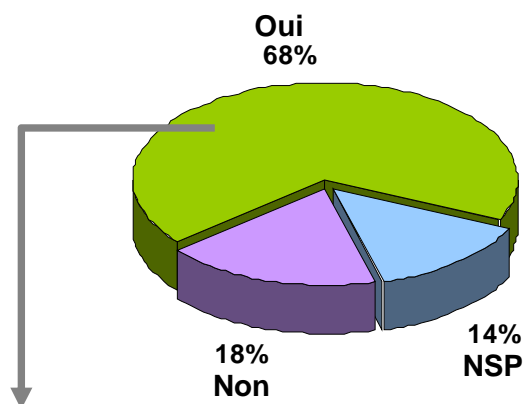
(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- **La stabilité des prix est la valeur générant le plus fort niveau d'accord** chez les clients au tarif DT lors de l'élaboration des tarifs. **La protection de l'environnement et la simplicité suivent de près.**

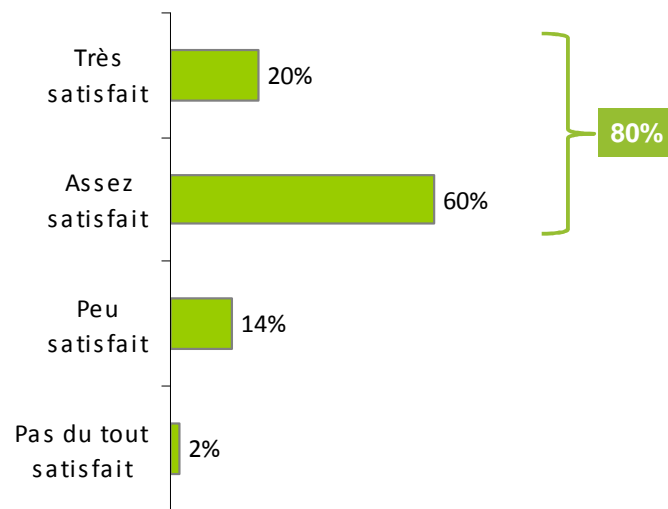
## 4.2 Attentes des clients (suite)

### Économies réalisées au tarif DT comparativement au tarif D



- Plus des deux tiers des clients DT (68 %) pensent faire des économies au tarif DT comparativement au tarif D.

### Niveau de satisfaction à l'égard des économies

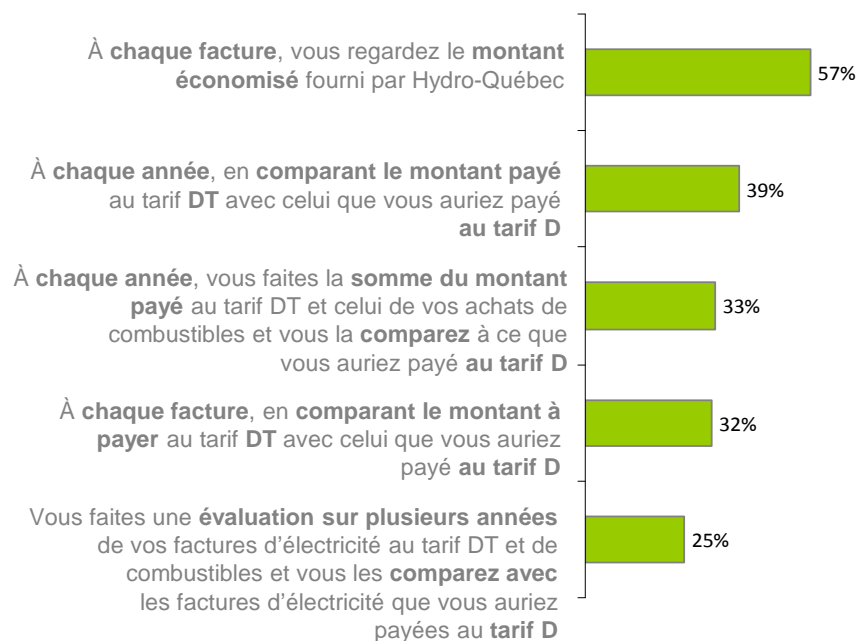


- La plupart des clients DT (80 %) disent être satisfaits de leurs économies au tarif DT. Un répondant sur cinq dit être très satisfait (20 %) et 60 % sont assez satisfaits.

## 4.2 Attentes des clients (suite)

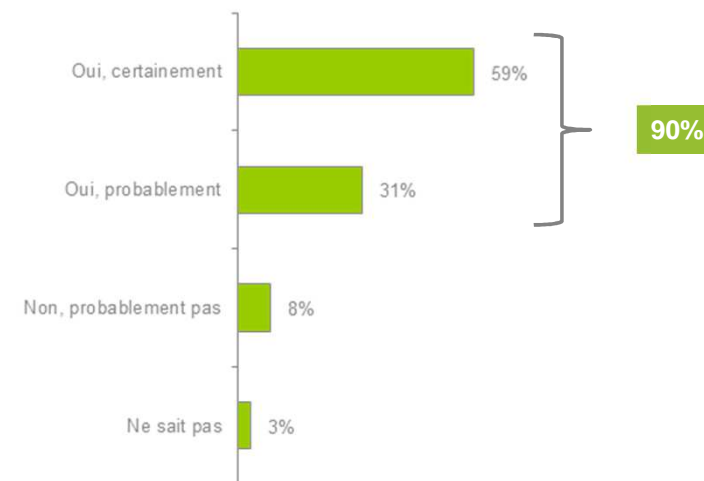
### Évaluation des économies réalisées au tarif DT

Base : Ceux qui peuvent se prononcer sur la capacité de faire des économies (n=171)



- Les économies au tarif DT sont principalement évaluées à chaque facture en regardant le montant économisé fourni par Hydro-Québec (57 %).
- Les autres moyens d'évaluer les économies sont utilisés par au moins le quart des répondants (évaluation sur plusieurs années : 25 %).

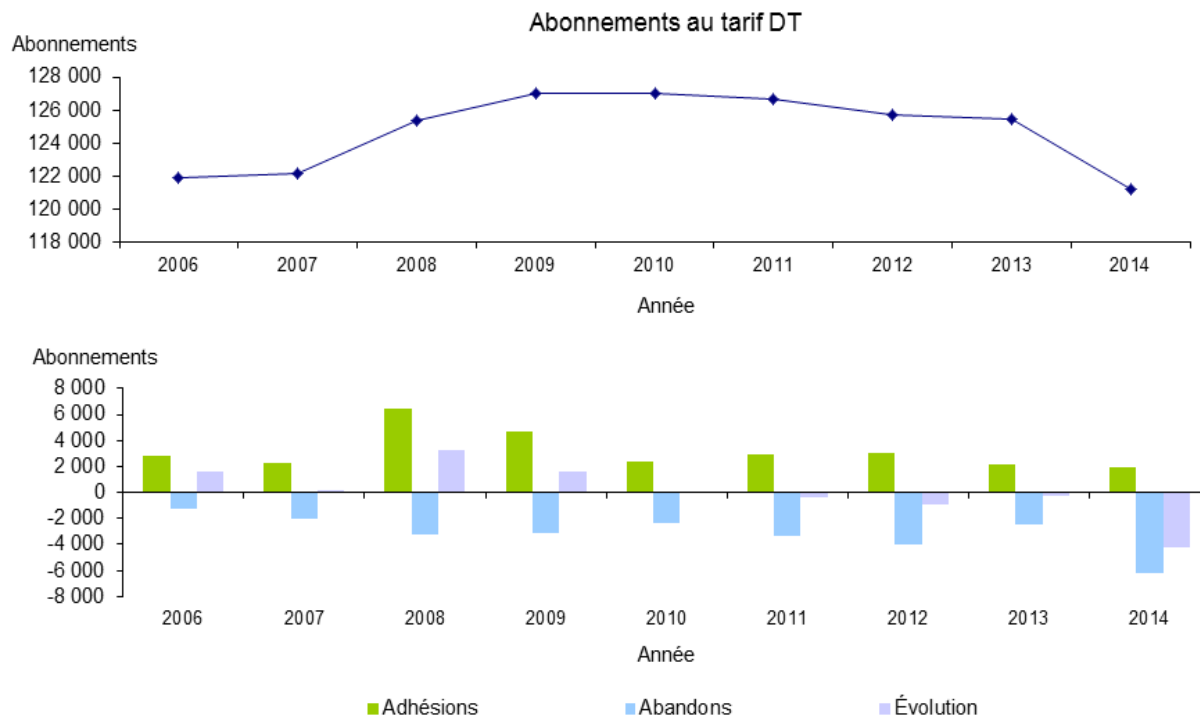
### Intention de demeurer au tarif DT au cours des prochaines années



- 8 % des clients DT disent qu'ils ne resteront probablement pas abonnés à ce tarif au cours des prochaines années

## 4.3 Évolution du parc biénergie résidentielle

- **Tendance à la baisse du parc d'abonnés au tarif DT**
  - Parc relativement stable entre 2008 et 2013
  - Diminution marquée en 2014 (- 4 219 abonnements : + 1 961 adhésions et - 6 180 abandons )
    - Légère diminution des demandes d'adhésion comparativement à 2 013 (-228), mais forte augmentation des désistements (3 721)



## 4.3 Évolution du parc biénergie résidentielle (suite)

- **Tendance à la baisse du parc d'abonnés au tarif DT (suite)**
  - Grande proportion de clients justifiant le désistement par des motifs liés à l'utilisation du mazout (90 % des anciens DT utilisaient auparavant du mazout en combinaison avec l'électricité pour le chauffage des locaux)
    - Changement d'équipement (54 %)
    - Prix du combustible (17 %)
    - Coût de l'électricité par temps froid (10 %)
    - Non satisfaction à l'égard des économies réalisées (5 %)
    - Problèmes d'assurances (3 %)
    - Complexité liée aux deux systèmes de chauffage (3 %)
  - 8 % des clients disent qu'ils ne resteront probablement pas abonnés au tarif DT au cours des prochaines années

## 4.3 Évolution du parc biénergie résidentielle (suite)

ALIMENTER  
L'AVENIR

- Faible potentiel de nouveaux abonnements au tarif DT
  - Diminution de la proportion de ménages utilisant le mazout pour le chauffage des locaux de 6 % à 4 % entre 2010 et 2014 réduisant ainsi le potentiel d'adoption de la biénergie au tarif DT
  - Peu de clients ayant délaissé le mazout dans le cadre d'une conversion de source d'énergie ont opté pour la biénergie (environ 10 % entre 2010 et 2014)
  - Programmes du gouvernement et de Gaz Métro (Chauffez Vert, Éco-Rénove et Chauffez Bleu)
    - Favoriseraient une accélération de l'effritement du parc de ménages utilisant le mazout
    - Inciteraient des clients qui auraient possiblement opté pour la biénergie à adopter une autre source d'énergie
  - Faible proportion des clients biénergie dans les nouvelles constructions (3 % dont 85 % utilisent le gaz naturel en combinaison avec l'électricité)

## 4.4 Mesures commerciales envisagées

---

- Compte tenu de la tendance à l'érosion du parc biénergie, les mesures commerciales visent essentiellement à inciter les clients à retarder le plus possible l'abandon du tarif DT
- Poursuite de la promotion de la biénergie et du tarif DT auprès des clients DT actuels et potentiels
  - Clients actuels :
    - Mention des économies générées sur la facture électrique bimensuelle du client
    - Référence au site WEB dans les correspondances avec les abonnés : capsule vidéo, foire aux questions, promotion de la biénergie - tarif DT dans l'espace *MIEUX CONSOMMER* du PGEÉ
  - Nouveaux propriétaires d'une résidence avec système biénergie
    - Envoi d'une lettre de confirmation du tarif incluant un feuillet promotionnel sur les bénéfices du tarif DT
  - Clients au mazout avec intention de se convertir au TAE
    - Entente avec les mazoutiers et pétroliers pour faire la promotion du tarif DT auprès de leurs clients (feuillet promotionnel du tarif DT fourni)
- Sensibilisation des clients DT qui ne réalisent pas d'économie sur leur facture annuelle d'électricité par rapport au tarif D aux moyens qu'ils peuvent utiliser pour profiter pleinement de leur tarif
- Interventions ciblant les clients ayant une consommation en pointe particulièrement élevée (en cours)
- Avenues tarifaires à évaluer
  - Utiliser la marge de manœuvre du Distributeur pour accroître l'économie du client



## 4.5 Révision de la stratégie en 2012

---

- Dernière révision de la stratégie au tarif DT en 2012
  - Mai 2011 : Séance d'information
  - Référence : [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2011-028.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2011-028.html)
- Préoccupations de la Régie de l'énergie
  - Promotion plus active de la biénergie et du tarif DT jugée nécessaire compte tenu de l'effritement du marché dans un contexte plus problématique pour l'approvisionnement en mazout
  - Nouvelle calibration du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques et selon l'évolution du profil type de cette clientèle (Régie préoccupée par l'augmentation des gains réalisés par les clients en raison du réchauffement climatique)
- Conclusion de la séance d'information
  - Faire la promotion de la biénergie et du tarif DT
  - Recalibrer le tarif DT
    - Cas type sans usages estivaux selon la normale climatique ajustée
    - Neutralité tarifaire avant effacement par rapport au tarif D tout préservant la rentabilité du Distributeur
      - Viser une économie d'environ 200 \$

## 4.6 Stratégie au tarif DT

---

### Objectifs du tarif DT :

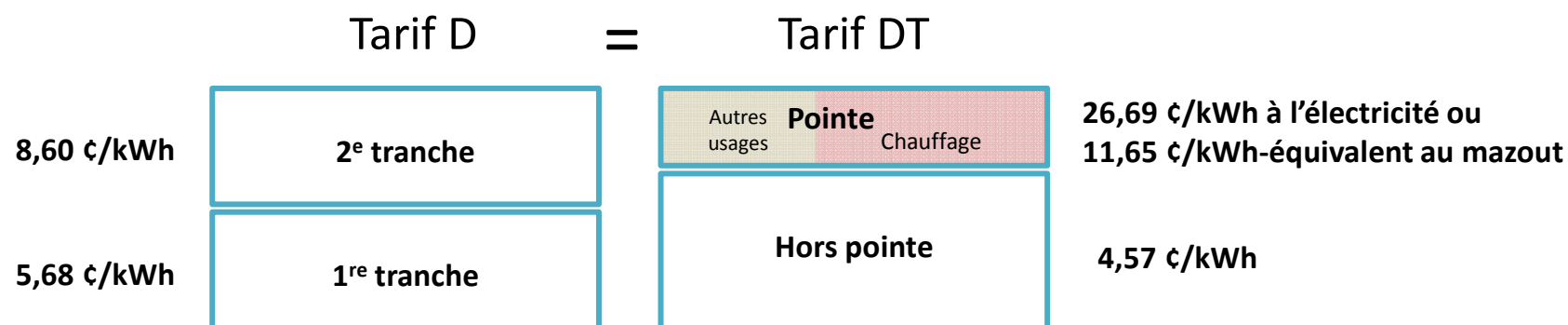
#### Fixer des conditions tarifaires favorables pour les 3 principaux acteurs

- Clients biénergie : Procurer des économies à ceux qui s'effacent en pointe
- HQD : Maintenir l'effacement du parc biénergie en période de pointe (600 MW)
- Mazoutiers : Maintenir leur intérêt à assurer l'approvisionnement en mazout des clients biénergie
  - Seuil de transfert (-12°C) qui assure l'effacement du chauffage électrique au moment de la pointe sans compromettre l'approvisionnement en mazout des clients biénergie

## 4.6 Stratégie au tarif DT (suite)

### Calibrer le tarif DT

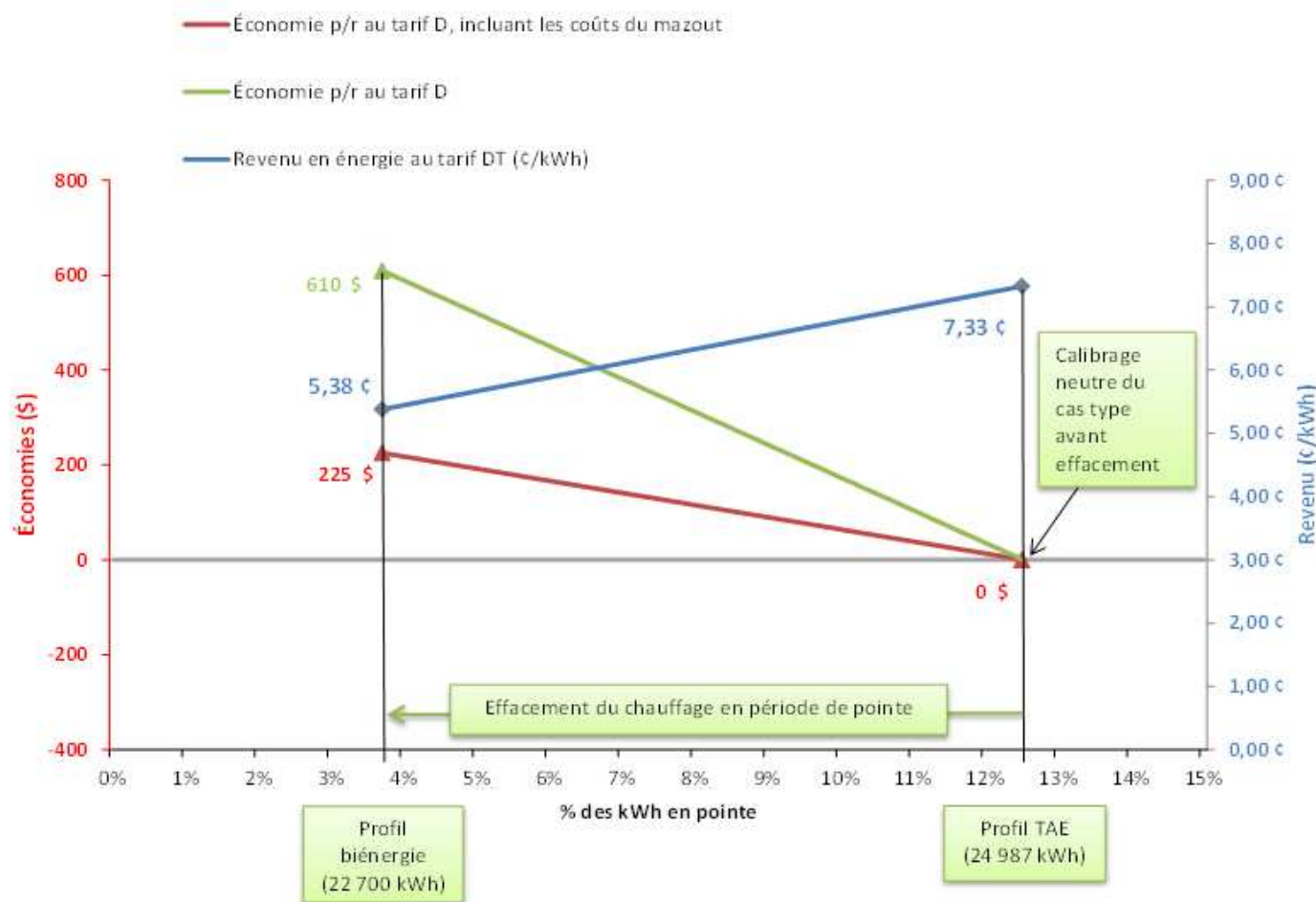
- Sur la base d'un cas type : Résidence unifamiliale moyenne (158 m<sup>2</sup>) située à Montréal
- Normale climatique ajustée pour le réchauffement climatique
  - La mise à jour annuelle de la normale climatique réduit les besoins de chauffage de même que la proportion des kWh en pointe du cas type
- Neutralité avant effacement pour le cas type : Factures identiques aux tarifs D et DT
  - Évolution de la structure du tarif DT est fonction de la structure du tarif D



- Un montant d'économie suffisant pour assurer la rentabilité du client au tarif et son intérêt à utiliser le combustible en période de pointe : Environ 200 \$
  - Tient compte du prix du mazout

## 4.6 Stratégie au tarif DT (suite)

Illustration du calibrage du tarif DT p/r au tarif D du cas type

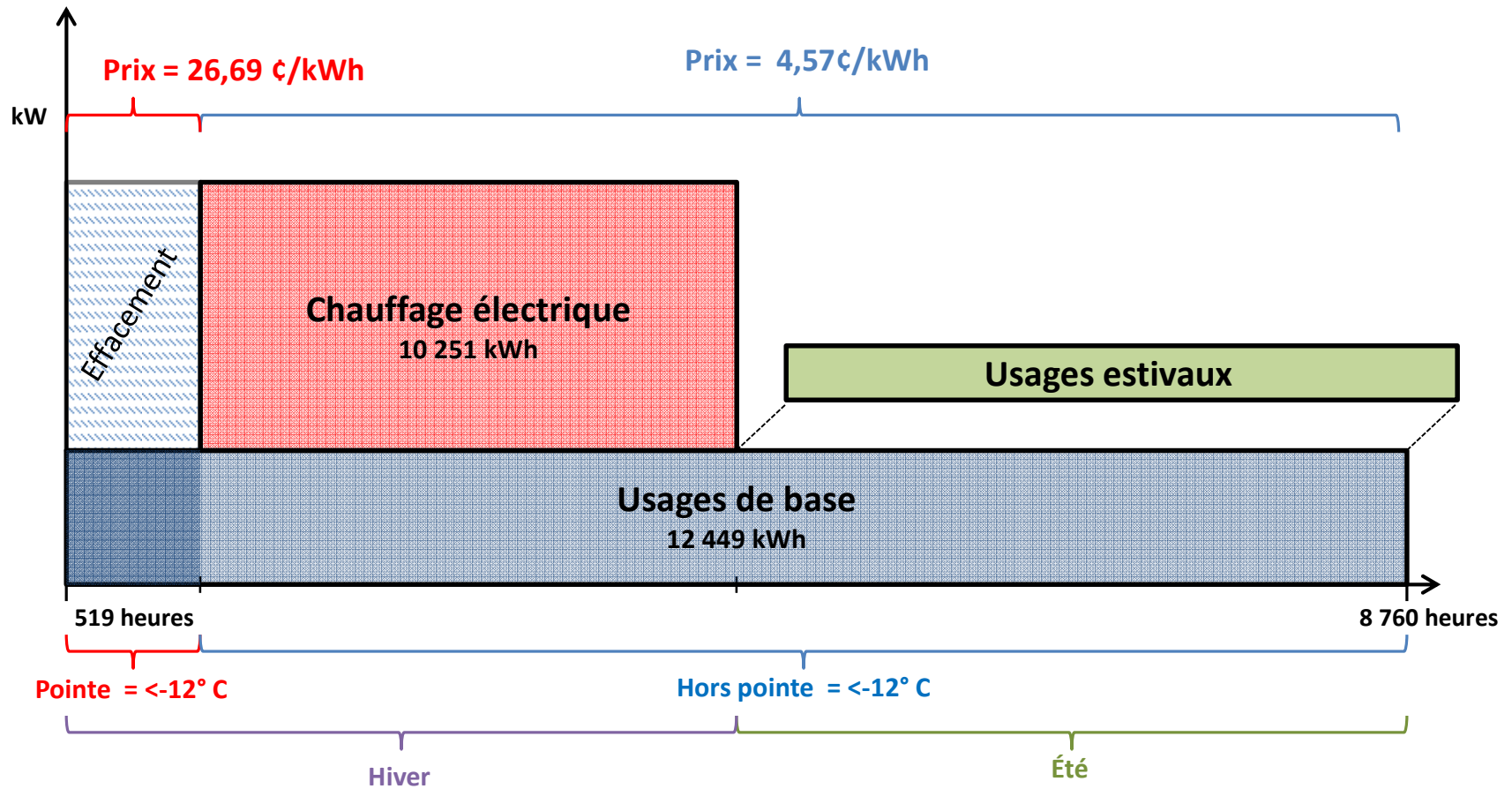


# Cas type après effacement

## Conditions climatiques normales

ALIMENTER  
L'AVENIR

	Consommation électrique (kWh)			Redevance	Total
	Usages de base		Chauffage		
	Pointe	Hors Pointe	Hors Pointe		
Normal	831	11 618	10 251		22 700
Tarif DT	222 \$	531 \$	468 \$	148 \$	1 370 \$



# Cas type après effacement

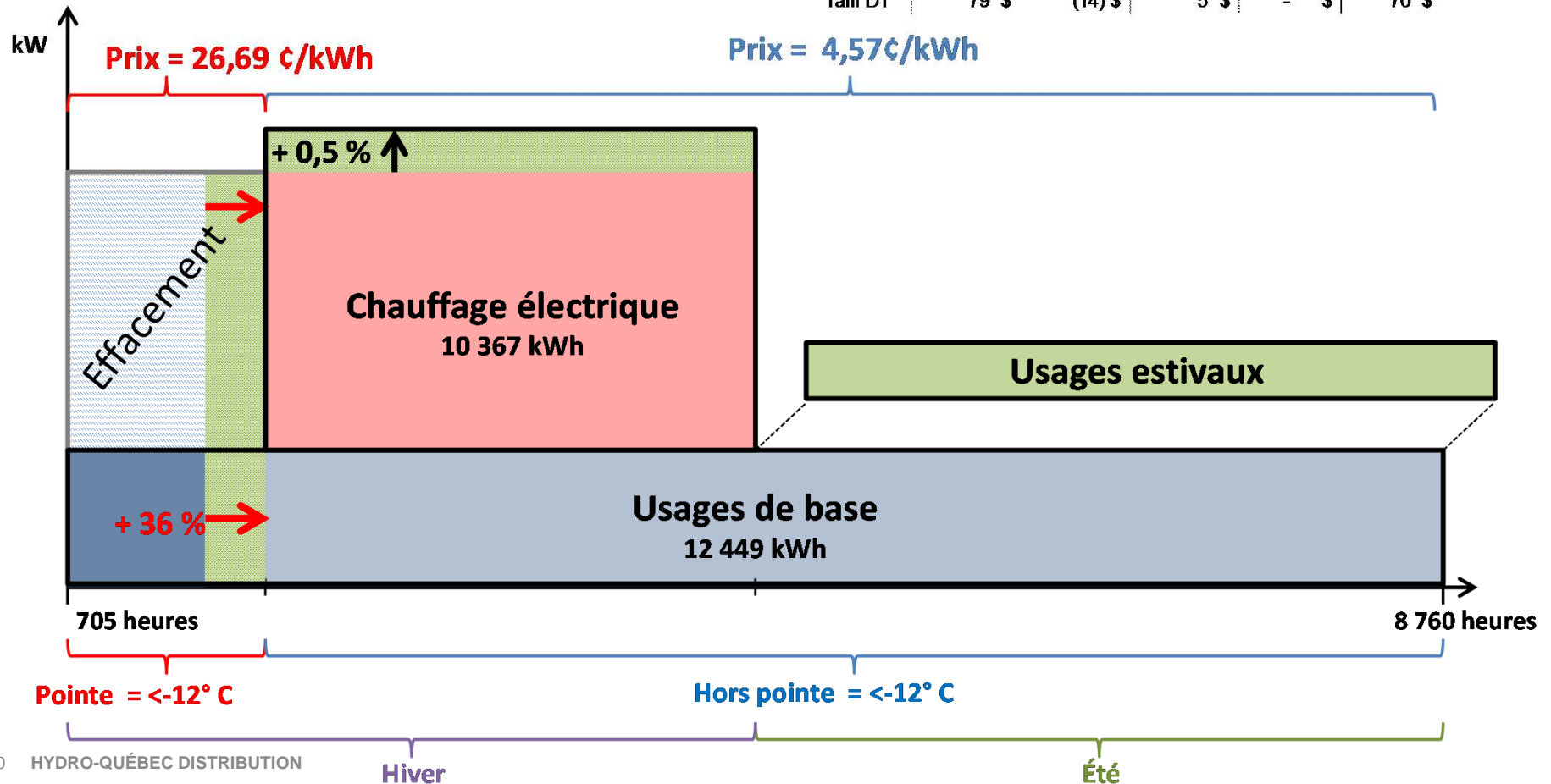
## Impact de l'hiver froid 2014 sur le cas type

ALIMENTER  
L'AVENIR

### Augmentation :

- Du nombre d'heures en période de pointe ( 36 % )
- De la facture totale : 70 \$ ( 5 % )
- De la consommation électrique : 116 kWh ( 0,5 % )

	Consommation électrique (kWh)		Redevance	Total
	Usages de base	Chauffage		
	Pointe	Hors Pointe	Hors Pointe	
Normale	831	11 618	10 251	22 700
Tarif DT	222 \$	531 \$	468 \$	1 370 \$
Froid	1 129	11 320	10 367	22 816
Tarif DT	301 \$	517 \$	474 \$	1 440 \$
Écart	←→			
kWh	298	-298	116	116
Tarif DT	79 \$	(14) \$	5 \$	70 \$



# Cas type après effacement

## Impact de l'hiver chaud 2012 sur le cas type

ALIMENTER  
L'AVENIR

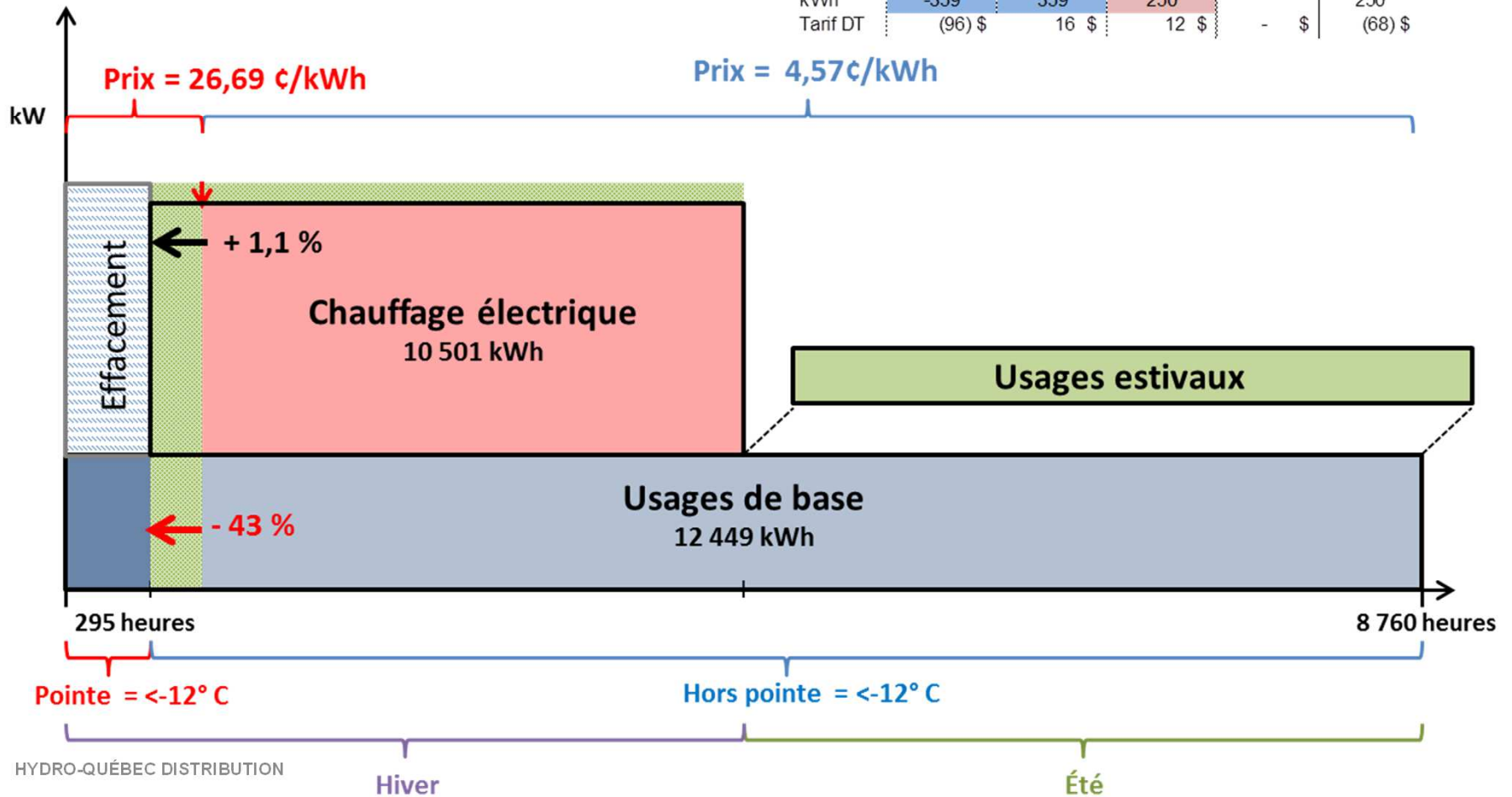
### Diminution :

- Du nombre d'heures en période de pointe ( 43 %)
- De la facture totale : - 68 \$ (- 5 %)

### Augmentation :

- De la consommation électrique : 250 kWh (1,1 %)

	Consommation électrique (kWh)		Redevance	Total
	Usages de base	Chauffage		
	Pointe	Hors Pointe	Hors Pointe	
Normale	831	11 618	10 251	22 700
Tarif DT	222 \$	531 \$	468 \$	1 370 \$
Chaud	472	11 977	10 501	22 950
Tarif DT	126 \$	547 \$	480 \$	1 302 \$
<b>Écart</b>	↔			
kWh	-359	359	250	250
Tarif DT	(96) \$	16 \$	12 \$	(68) \$



## 4.6 Stratégie au tarif DT (suite)

L'économie réelle du client au tarif DT dépend :

- De son profil de consommation, incluant son effacement en période de pointe et sa consommation facturée en période de pointe (usages de base et eau chaude)
- Du prix du mazout
- Des frais d'entretien du système de chauffage

Analyse de rentabilité – effacement complet du client biénergie

- Référence : DDR n°1 de UC, HQD-15, document 14.1, question 18,1, R-3905-2014

COÛTS ACTUALISÉS (\$2014) - HORIZON 20 ANS	Type de système biénergie			Ensemble du parc
	Air chaud	Air chaud avec climatisation	Air chaud avec climatisation et piscine chauffée	
<b>Rentabilité du client biénergie - effacement complet</b>	3 457 \$	3 974 \$	6 893 \$	3 965 \$
<b>Rentabilité du Distributeur - effacement complet</b>	3 888 \$	3 437 \$	899 \$	3 446 \$
<b>Proportion</b>	30%	65%	5%	



## 4.7 Bilan

- **Objectif : Accroître l'économie du client tout en maintenant la rentabilité pour le Distributeur**
  - Ajuster annuellement le cas type servant au calibrage du tarif DT en fonction de la normale climatique ajustée
  - Faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de pointe
    - Le prix de pointe représentant le crédit accordé au client pour chaque kWh effacé
- **Évolution du tarif D depuis 2011**
  - La redevance et les primes de puissance sont équivalentes à celles du tarif D

Composantes	Prix au 1 <sup>er</sup> avril			Part des revenus générés	
	2011	2015	Hausse annualisée (%)	2011	2015
Redevance (¢/jour)	40,64 ¢	40,64 ¢		11%	10%
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,30 ¢	4,57 ¢	0,9%	72%	67%
Énergie - Pointe (¢/kWh)	18,32 ¢	26,69 ¢	5,5%	20%	23%
Prime puissance - Hiver (\$/kW)	6,21 \$	6,21 \$	-	0%	0%
Prime puissance - Été (\$/kW)	1,26 \$	3,15 \$	150,0%	0%	0%
<b>Total</b>	-	-	-		

## 4.7 Bilan (suite)

Principe / Composante	Objectifs visés	Proposition	Constats
Redevance	<p><b>Redevance identique à celle du tarif D</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>La redevance est la même que celle du tarif D afin d'assurer la neutralité avant effacement et de récompenser l'effacement par le biais des prix d'énergie, bien que les coûts associés au compteur et à la sonde soient plus élevés qu'au tarif D</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Fixer la même redevance que celle du tarif D</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>L'objectif visé est toujours pertinent étant donné la poursuite de la neutralité tarifaire avant effacement</li></ul>

## 4.7 Bilan (suite)

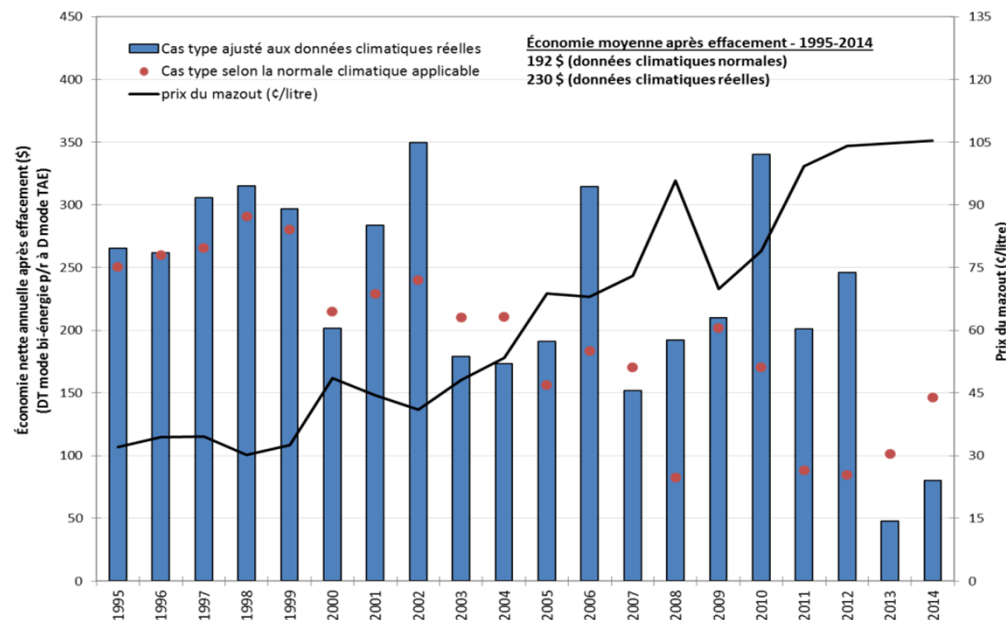
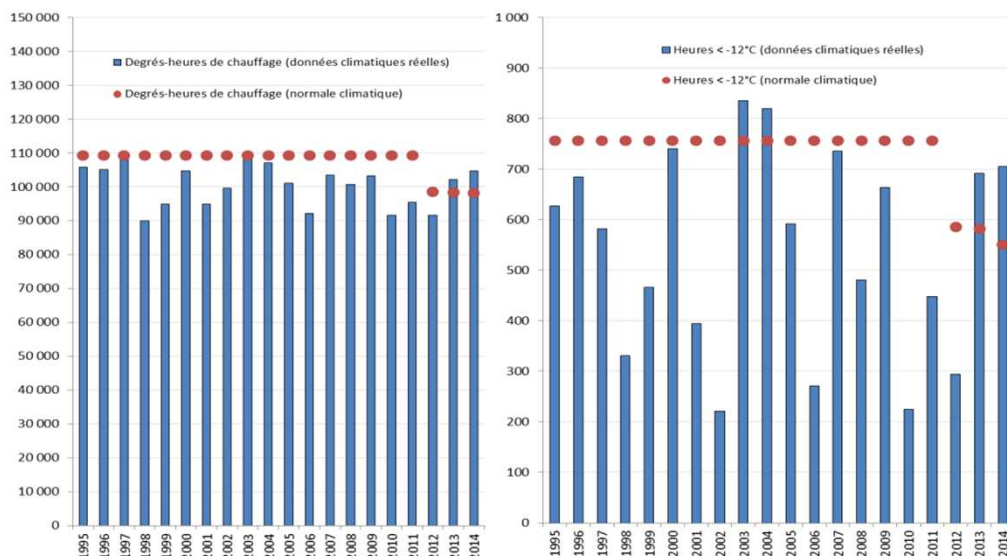
Composantes	Objectifs visés	Proposition	Constats
<p><b>Prix d'énergie applicables en périodes hors pointe et de pointe</b></p>	<p><b>Accroître les économies du client tout en assurant la rentabilité du Distributeur</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Intérêt du client DT à s'effacer en période de pointe (i.e. à utiliser du mazout pour son chauffage) si le prix de pointe du tarif DT est supérieur au prix du mazout</li> <li>L'économie réside dans l'écart entre le prix de pointe et le prix du mazout</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hausser davantage le prix de pointe que le prix hors pointe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le client au tarif DT a intérêt à fonctionner en mode biénergie en période de pointe puisque le prix de pointe (26,69 ¢/kWh) est largement supérieur au prix moyen du mazout durant la saison 2014-2015 (94,30 ¢/litre ou 11,65 ¢/kWh-équivalent)</li> <li>À conditions climatiques normales, la stratégie a permis d'accroître l'économie du cas type sur sa facture d'électricité (611 \$ aux prix de 2015 vs 529 \$ aux prix de 2012)</li> <li>À conditions climatiques réelles : <ul style="list-style-type: none"> <li>Les clients au tarif DT réalisent plus d'économies lors des années plus chaudes que la normale</li> <li>Inversement, les clients au tarif DT réalisent moins d'économies lors des années plus froides que la normale, car une portion plus importante de leur consommation captive (usages de base et chauffage de l'eau) est facturée au prix de pointe</li> </ul> </li> </ul>

## 4.7 Bilan (suite)

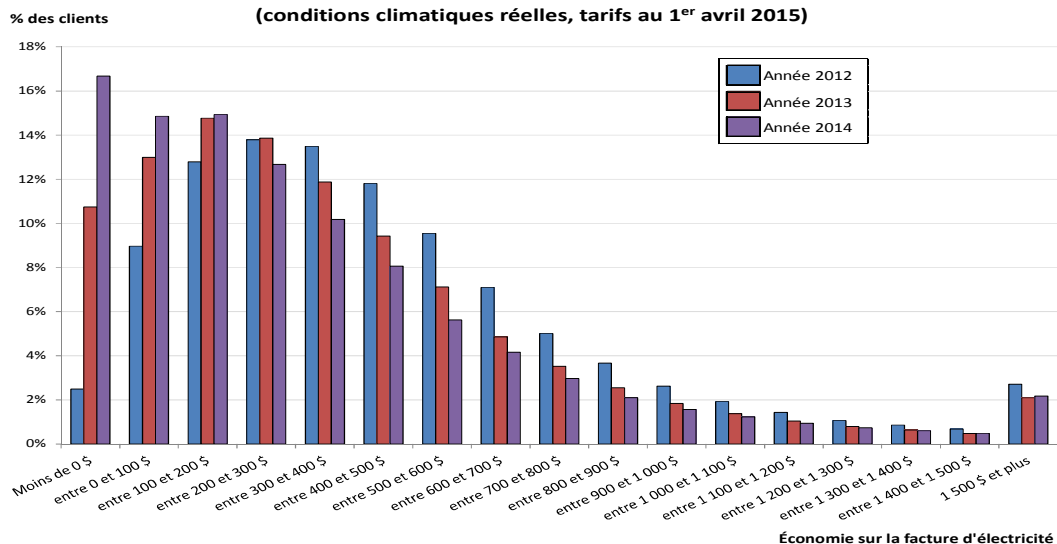
Composantes	Objectifs visés	Proposition	Constats
Prime de puissance	<p>Mêmes objectifs qu'au tarif D :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>accentuer le signal de prix en puissance en incitant les clients à gérer leurs appels de puissance toute l'année</li> <li>harmoniser les modalités de facturation de la puissance avec celles des tarifs généraux</li> <li>tendre graduellement vers le coût évité du chauffage de long terme           <ul style="list-style-type: none"> <li>Traitement équitable de tous les clients en puissance</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix et modalités de facturation de la puissance identiques à ceux du tarif D</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La prime de puissance vise à récupérer mensuellement les coûts annuels assumés pour répondre à la demande maximale du client peu importe sa durée</li> <li>Il est approprié d'appliquer la même prime de puissance hivernale aux clients biénergie qui s'effacent en pointe qu'aux abonnés qui contribuent à la pointe du réseau           <ul style="list-style-type: none"> <li>Les clients au tarif DT ne sont pas tous facturés en puissance, mais tous évitent des coûts au Distributeur par leur effacement en pointe</li> <li>C'est par le calibrage des prix de l'énergie que le Distributeur leur transfère les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et puissance)               <ul style="list-style-type: none"> <li>L'application d'une prime de puissance plus faible aux clients DT facturés en puissance reviendrait à les compenser deux fois pour leur effacement en pointe</li> </ul> </li> <li>La neutralité avant effacement par rapport au tarif D doit également être assurée pour les clients DT facturés en puissance, car il importe de ne pas accorder une réduction de facture avant effacement</li> <li>Enfin, il importe de donner le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT et au tarif D afin de les inciter à gérer leurs appels de puissance tout au long de l'année</li> </ul> </li> </ul>

## 4.7 Bilan (suite)

Degrés-heures de chauffage et nombre d'heures sous -12°C  
Données climatiques réelles et normales



Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients DT  
(conditions climatiques réelles, tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2015)



### Constats

- Le calibrage du tarif en fonction de la normale ajustée conjugué à des hivers plus froids que la normale en 2013 et 2014 a réduit l'économie des clients
- Le tarif DT est globalement avantageux sur une base annuelle
- L'économie doit être considérée sur une base multi-annuelle
  - L'économie annuelle moyenne après effacement est positive sur la période 1995-2014

## 4.8 Discussion sur les scénarios alternatifs

---

- **Toute modification à la structure du tarif DT doit reposer sur les critères d'équité, d'efficacité, de simplicité, de stabilité et de continuité**
- **Deux enjeux :**
  - Les économies après effacement à conditions climatiques normales sont déterminées par le prix de pointe
  - En présence d'aléas climatiques (durant les hivers plus froids que la normale) certains clients assument une facture au tarif DT supérieure à celle au tarif D (attribuable à une facturation du prix de pointe sur une plus longue période pour un plus grand nombre de kWh associé aux usages de base)

*Quelles mesures tarifaires pourraient être envisagées pour bonifier l'économie des clients biénergie tout en assurant la rentabilité pour le Distributeur ?*

*Quelles mesures tarifaires pourraient être envisagées pour réduire le risque associé aux aléas climatiques tout en assurant la rentabilité pour le Distributeur ?*

## 4.8 Discussion sur les scénarios alternatifs (suite)

### Pistes de solutions

- **Augmenter le prix de pointe compensé par une réduction du prix hors pointe**
  - Augmentation de l'économie avec effacement sans compromettre la rentabilité pour le Distributeur
  - Avantage la clientèle qui consomme davantage en période hors pointe
  - Accentuation de l'impact des aléas climatiques
- **Introduire une première tranche à prix plus bas en période de pointe compensée par l'augmentation du prix de la 2<sup>e</sup> tranche en pointe**
  - Augmentation de l'économie avec effacement sans compromettre la rentabilité pour le Distributeur
  - Introduction d'une tranche de 10 kWh (sur la base de la proportion des usages de base facturés en pointe, appliquée au cas type) en période de pointe à un prix moindre de manière à facturer les usages de base en période de pointe à un prix moindre
  - N'avantage pas la clientèle qui consomme davantage en période hors-pointe
  - Réduction de l'impact des aléas climatiques
- **Assurer aux clients du tarif DT une économie avant effacement**
  - Renonciation à la neutralité tarifaire
  - Baisse du prix en pointe
  - Augmentation de l'économie avant effacement sans compromettre la rentabilité pour le Distributeur
  - Réduction de l'impact des aléas climatiques



## 4.8 Discussion sur les scénarios alternatifs (suite)

- Pour des fins de simplification et de compréhension, les impacts des mesures tarifaires analysées sont évalués à revenus constants et à conditions climatiques réelles (2012, 2013 et 2014)
  - Permet d'isoler l'effet de la mesure compte tenu de l'effet que peut avoir la stratégie au tarif D

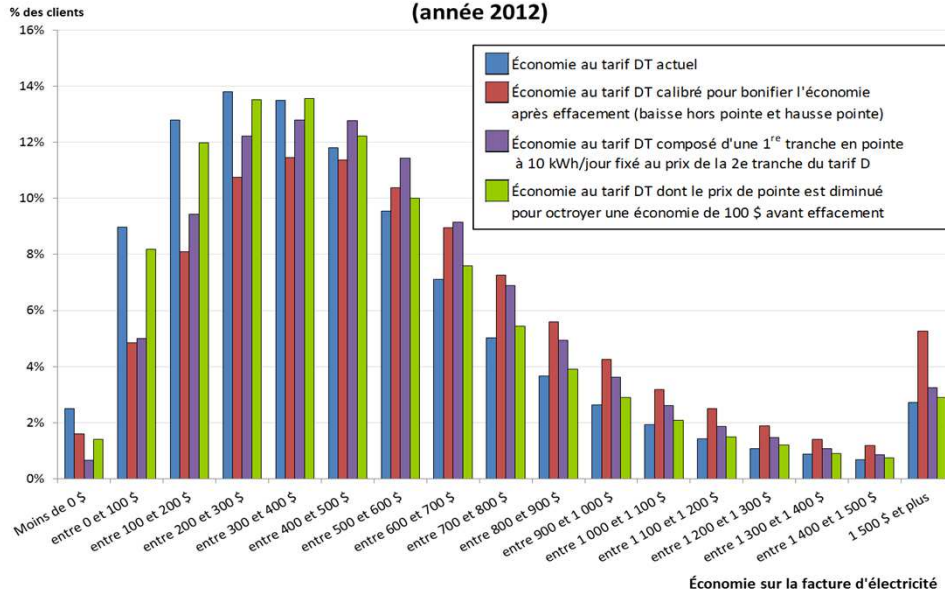
Composantes	Tarif DT au 1 <sup>er</sup> avril 2015	Scénarios à revenus constants		
		Tarif DT dont le prix de pointe est haussé pour diminuer le prix hors pointe	Tarif DT composé d'une 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie en pointe à 10 kWh/jr au prix de la 2 <sup>e</sup> tranche du tarif D	Tarif DT dont le prix de pointe est diminué pour octroyer une économie de 100 \$ avant effacement
Redevance (¢/jour) <i>hausse</i>	40,64¢	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%
Énergie - Hors pointe (¢/kWh) <i>hausse</i>	4,57¢	3,74¢ -18,2%	4,57¢ 0,0%	4,57¢ 0,0%
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche Pointe (¢/kWh) <i>hausse</i>	26,69¢	32,55¢ 22,0%	8,60¢ -67,8%	23,50¢ -12,0%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche Pointe (¢/kWh) <i>hausse</i>	-	-	36,76¢ 37,7%	-
Économie avant effacement	0\$	0\$	0\$	100\$
Économie après effacement	225\$	359\$	359\$	252\$



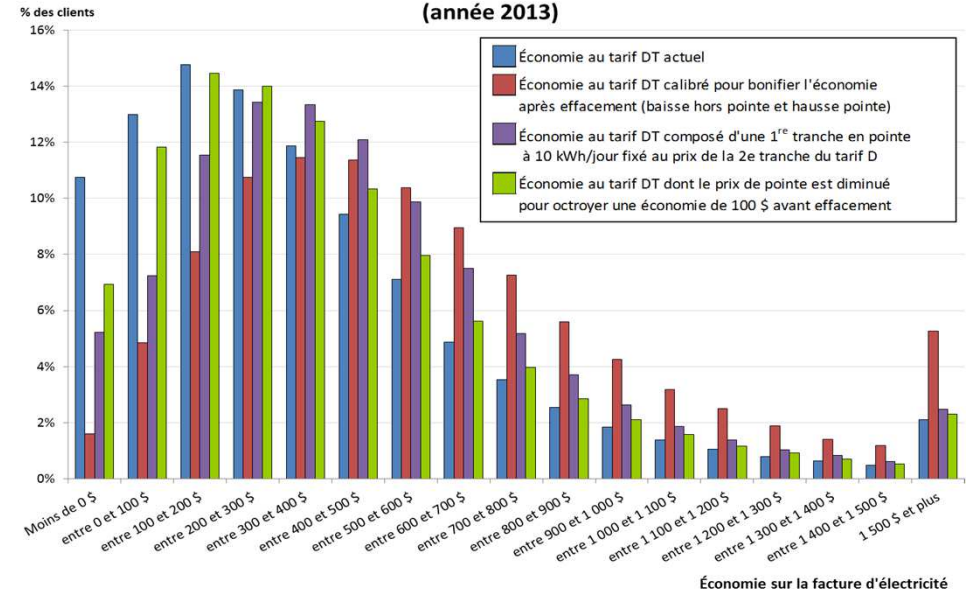
# 4.8 Discussion sur les scénarios alternatifs (suite)



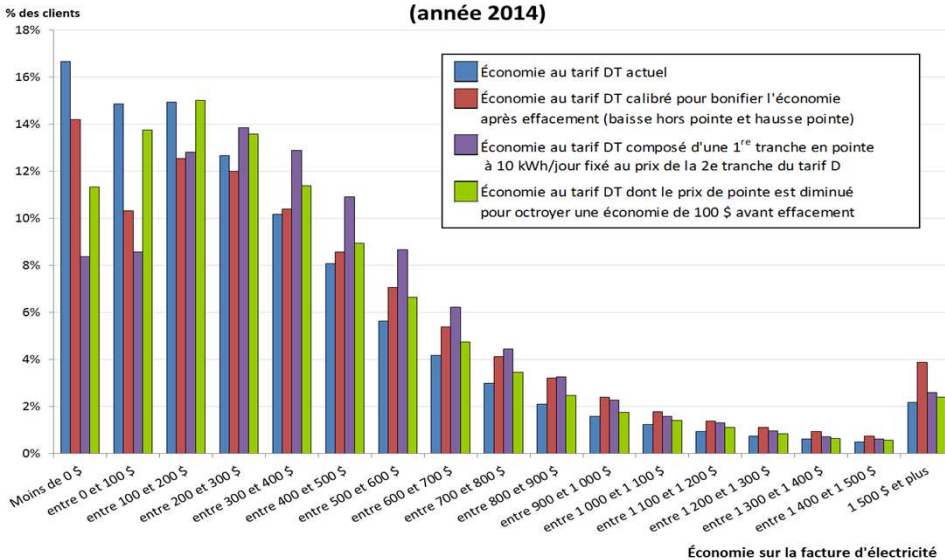
Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients DT (année 2012)



Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients DT (année 2013)



Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients DT (année 2014)



## Constats

- Les trois mesures permettent de réduire le nombre de clients dont la facture au tarif DT est supérieure à celle qu'ils auraient eu au tarif D et d'accroître l'économie pour les autres
- La hausse du prix de pointe pour diminuer le prix hors pointe ne permet pas de mitiger autant les aléas climatiques : lorsqu'il fait très froid, plus de kWh captifs sont facturés à ce prix plus élevé
- L'introduction d'une 1<sup>re</sup> tranche en pointe à prix plus faible permet de mitiger les aléas climatiques : une partie des kWh captifs sont facturés à un prix moindre et le prix moyen payé en pointe est inférieur à l'actuel prix de pointe et au prix de la 2<sup>e</sup> tranche en pointe réduit pour octroyer une économie avant effacement
- Arbitrage entre ne pas trop hausser le prix de pointe (diminue la rentabilité des clients) et ne pas trop baisser le prix hors pointe (diminue la rentabilité du Distributeur)

## 4.8 Discussion sur les scénarios alternatifs (suite)

---

ALIMENTER  
L'AVENIR

*Est-ce qu'il y a d'autres pistes qui pourraient être envisagées ?*

*Est-ce que d'autres enjeux devraient être abordés ?*

## 4.9 Prochaines étapes

---

### Proposition

- Une stratégie tarifaire au tarif D doit être établie avant d'établir celle au tarif DT compte tenu que celui-ci est calibré par rapport au tarif D
- Dans la mesure où il n'est pas possible de statuer à ce moment-ci sur une stratégie qui rejoint l'ensemble des préoccupations des intervenants, dans le dossier tarifaire 2016-2017 :
  - Le Distributeur entend adopter une position neutre et appliquer un ajustement tarifaire uniforme par composante pour les tarifs domestiques
  - Le bilan des travaux, comprenant les présentations du Distributeur en séance de travail ainsi que l'analyse des scénarios des intervenants, sera déposé au dossier tarifaire
  - La Régie précisera dans sa décision les grandes orientations qu'elle entend cibler pour l'ensemble de la clientèle domestique sur la base des travaux réalisés
- Dans le dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur fera une proposition en matière de stratégie tarifaire pour la clientèle domestique, incluant le tarif DT, qui tiendra compte des grandes orientations de la Régie



## **SOMMAIRE DES STRATES DE CONSOMMATION**



Période annuelle

Tarif D - Clientèle résidentielle - Chauffage non tout à l'électricité

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		par strate / cumulatif (%)		(000) de factures		par strate / cumulatif (%)		GWh		par strate / cumulatif (%)	
kWh / jour	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif
0 à 5	48	48	5,2%	5,2%	42 054	42 054	12,6%	12,6%	1 553	1 553	12,8%	12,8%
6 à 10	80	128	8,7%	13,9%	40 561	82 615	12,1%	24,7%	1 357	2 911	11,2%	24,1%
11 à 15	66	194	7,2%	21,1%	34 237	116 852	10,2%	35,0%	1 170	4 081	9,7%	33,7%
16 à 20	53	247	5,8%	26,9%	29 933	146 785	9,0%	43,9%	1 011	5 092	8,4%	42,1%
21 à 25	46	293	5,0%	31,9%	26 418	173 203	7,9%	51,8%	870	5 962	7,2%	49,3%
26 à 30	44	337	4,7%	36,7%	22 976	196 179	6,9%	58,7%	746	6 709	6,2%	55,4%
31 à 35	42	378	4,5%	41,2%	19 437	215 616	5,8%	64,5%	640	7 349	5,3%	60,7%
36 à 40	40	418	4,3%	45,5%	16 246	231 862	4,9%	69,4%	551	7 901	4,6%	65,3%
41 à 45	37	456	4,1%	49,6%	13 666	245 527	4,1%	73,5%	477	8 377	3,9%	69,2%
46 à 50	35	491	3,8%	53,5%	11 463	256 990	3,4%	76,9%	414	8 791	3,4%	72,6%
51 à 55	33	524	3,6%	57,0%	9 670	266 660	2,9%	79,8%	362	9 153	3,0%	75,6%
56 à 60	30	554	3,3%	60,3%	8 144	274 804	2,4%	82,2%	317	9 470	2,6%	78,3%
61 à 65	27	581	3,0%	63,3%	6 951	281 756	2,1%	84,3%	279	9 749	2,3%	80,6%
66 à 70	25	606	2,7%	66,0%	5 994	287 750	1,8%	86,1%	247	9 997	2,0%	82,6%
71 à 75	23	629	2,5%	68,5%	5 171	292 921	1,5%	87,6%	219	10 216	1,8%	84,4%
76 à 80	21	650	2,3%	70,8%	4 568	297 489	1,4%	89,0%	195	10 411	1,6%	86,0%
81 à 85	20	670	2,1%	72,9%	4 015	301 504	1,2%	90,2%	174	10 584	1,4%	87,5%
86 à 90	19	688	2,0%	74,9%	3 591	305 095	1,1%	91,3%	155	10 739	1,3%	88,7%
91 à 95	18	706	1,9%	76,9%	3 227	308 322	1,0%	92,2%	138	10 876	1,1%	89,9%
96 à 100	17	723	1,9%	78,7%	2 929	311 251	0,9%	93,1%	122	10 999	1,0%	90,9%
101 à 150	129	852	14,0%	92,8%	16 555	327 806	5,0%	98,1%	653	11 652	5,4%	96,3%
151 et plus	66	919	7,2%	100,0%	6 430	334 236	1,9%	100,0%	450	12 102	3,7%	100,0%
Total	919	919	100,0%	100,0%	334 236	334 236	100,0%	100,0%	12 102	12 102	100,0%	100,0%

Période annuelle

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage tout à l'électricité

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		par strate / cumulatif (%)		(000) de factures		par strate / cumulatif (%)		GWh		par strate / cumulatif (%)	
kWh / jour	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif
0 à 5	16	16	0,7%	0,7%	26 049	26 049	2,9%	2,9%	4 464	4 464	9,4%	9,4%
6 à 10	16	32	0,6%	1,3%	37 500	63 549	4,1%	7,0%	4 325	8 789	9,1%	18,5%
11 à 15	21	53	0,8%	2,1%	59 419	122 968	6,5%	13,5%	4 078	12 867	8,6%	27,1%
16 à 20	31	84	1,3%	3,4%	68 077	191 045	7,5%	21,1%	3 755	16 622	7,9%	35,0%
21 à 25	46	130	1,9%	5,2%	69 047	260 092	7,6%	28,7%	3 410	20 032	7,2%	42,2%
26 à 30	65	195	2,6%	7,8%	66 499	326 591	7,3%	36,0%	3 070	23 102	6,5%	48,6%
31 à 35	83	278	3,3%	11,1%	61 951	388 542	6,8%	42,8%	2 748	25 850	5,8%	54,4%
36 à 40	99	377	4,0%	15,1%	56 857	445 400	6,3%	49,1%	2 451	28 301	5,2%	59,6%
41 à 45	110	487	4,4%	19,6%	51 487	496 886	5,7%	54,8%	2 180	30 482	4,6%	64,1%
46 à 50	115	602	4,6%	24,2%	46 148	543 035	5,1%	59,8%	1 936	32 418	4,1%	68,2%
51 à 55	114	717	4,6%	28,8%	40 865	583 899	4,5%	64,3%	1 719	34 136	3,6%	71,8%
56 à 60	109	826	4,4%	33,1%	35 944	619 843	4,0%	68,3%	1 527	35 663	3,2%	75,0%
61 à 65	102	928	4,1%	37,2%	31 467	651 311	3,5%	71,8%	1 358	37 022	2,9%	77,9%
66 à 70	96	1 023	3,8%	41,1%	27 861	679 171	3,1%	74,8%	1 210	38 232	2,5%	80,5%
71 à 75	91	1 115	3,7%	44,7%	24 919	704 090	2,7%	77,6%	1 079	39 311	2,3%	82,7%
76 à 80	88	1 203	3,5%	48,3%	22 473	726 563	2,5%	80,1%	960	40 271	2,0%	84,7%
81 à 85	87	1 289	3,5%	51,7%	20 426	746 989	2,3%	82,3%	853	41 124	1,8%	86,5%
86 à 90	87	1 376	3,5%	55,2%	18 602	765 591	2,0%	84,4%	756	41 880	1,6%	88,1%
91 à 95	88	1 464	3,5%	58,7%	16 997	782 588	1,9%	86,2%	667	42 547	1,4%	89,5%
96 à 100	88	1 552	3,5%	62,3%	15 434	798 022	1,7%	87,9%	586	43 133	1,2%	90,8%
101 à 150	669	2 221	26,8%	89,1%	84 224	882 245	9,3%	97,2%	2 902	46 035	6,1%	96,8%
151 et plus	272	2 492	10,9%	100,0%	25 306	907 552	2,8%	100,0%	1 487	47 522	3,1%	100,0%
Total	2 492	2 492	100,0%	100,0%	907 552	907 552	100,0%	100,0%	47 522	47 522	100,0%	100,0%

Période annuelle

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		par strate / cumulatif (%)		(000) de factures		par strate / cumulatif (%)		GWh		par strate / cumulatif (%)	
kWh / jour	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif
0 à 5	64	64	1,9%	1,9%	68 103	68 103	5,5%	5,5%	6 017	6 017	10,1%	10,1%
6 à 10	95	160	2,8%	4,7%	78 061	146 164	6,3%	11,8%	5 682	11 699	9,5%	19,6%
11 à 15	87	247	2,6%	7,2%	93 656	239 820	7,5%	19,3%	5 249	16 948	8,8%	28,4%
16 à 20	84	331	2,5%	9,7%	98 010	337 830	7,9%	27,2%	4 766	21 714	8,0%	36,4%
21 à 25	93	423	2,7%	12,4%	95 465	433 295	7,7%	34,9%	4 280	25 994	7,2%	43,6%
26 à 30	108	532	3,2%	15,6%	89 475	522 771	7,2%	42,1%	3 816	29 810	6,4%	50,0%
31 à 35	124	656	3,6%	19,2%	81 387	604 158	6,6%	48,7%	3 389	33 199	5,7%	55,7%
36 à 40	139	795	4,1%	23,3%	73 103	677 261	5,9%	54,5%	3 003	36 202	5,0%	60,7%
41 à 45	148	943	4,3%	27,7%	65 152	742 414	5,2%	59,8%	2 657	38 859	4,5%	65,2%
46 à 50	150	1 094	4,4%	32,1%	57 611	800 025	4,6%	64,4%	2 350	41 209	3,9%	69,1%
51 à 55	147	1 240	4,3%	36,4%	50 535	850 560	4,1%	68,5%	2 080	43 289	3,5%	72,6%
56 à 60	139	1 380	4,1%	40,5%	44 088	894 648	3,6%	72,0%	1 844	45 133	3,1%	75,7%
61 à 65	129	1 509	3,8%	44,2%	38 419	933 066	3,1%	75,1%	1 638	46 771	2,7%	78,4%
66 à 70	121	1 630	3,5%	47,8%	33 854	966 921	2,7%	77,9%	1 458	48 229	2,4%	80,9%
71 à 75	114	1 744	3,3%	51,1%	30 090	997 011	2,4%	80,3%	1 298	49 527	2,2%	83,1%
76 à 80	109	1 853	3,2%	54,3%	27 042	1 024 052	2,2%	82,5%	1 155	50 682	1,9%	85,0%
81 à 85	106	1 959	3,1%	57,4%	24 441	1 048 494	2,0%	84,4%	1 027	51 709	1,7%	86,7%
86 à 90	105	2 064	3,1%	60,5%	22 193	1 070 686	1,8%	86,2%	910	52 619	1,5%	88,3%
91 à 95	105	2 170	3,1%	63,6%	20 224	1 090 910	1,6%	87,8%	804	53 423	1,3%	89,6%
96 à 100	105	2 275	3,1%	66,7%	18 363	1 109 273	1,5%	89,3%	708	54 131	1,2%	90,8%
101 à 150	798	3 073	23,4%	90,1%	100 778	1 210 052	8,1%	97,4%	3 555	57 687	6,0%	96,8%
151 et plus	338	3 411	9,9%	100,0%	31 737	1 241 788	2,6%	100,0%	1 938	59 624	3,2%	100,0%
Total	3 411	3 411	100,0%	100,0%	1 241 788	1 241 788	100,0%	100,0%	59 624	59 624	100,0%	100,0%

Été (Avril à novembre)

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage non tout à l'électricité

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
	kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	54	54	5,9%	5,9%	28 744	28 744	12,9%	12,9%	1 041	1 041	16,1%	16,1%
6 à 10	85	139	9,2%	15,1%	30 184	58 928	13,5%	26,4%	898	1 939	13,9%	30,0%
11 à 15	71	210	7,7%	22,8%	26 682	85 610	11,9%	38,3%	755	2 694	11,7%	41,7%
16 à 20	59	268	6,4%	29,2%	23 457	109 067	10,5%	48,8%	630	3 324	9,7%	51,4%
21 à 25	53	322	5,8%	35,0%	20 313	129 379	9,1%	57,9%	521	3 845	8,1%	59,5%
26 à 30	51	373	5,6%	40,6%	17 217	146 596	7,7%	65,6%	427	4 271	6,6%	66,1%
31 à 35	48	421	5,3%	45,8%	14 110	160 706	6,3%	71,9%	348	4 619	5,4%	71,5%
36 à 40	45	466	4,9%	50,7%	11 363	172 069	5,1%	77,0%	285	4 904	4,4%	75,9%
41 à 45	42	508	4,5%	55,3%	9 231	181 300	4,1%	81,1%	233	5 138	3,6%	79,5%
46 à 50	38	545	4,1%	59,3%	7 439	188 739	3,3%	84,4%	192	5 330	3,0%	82,5%
51 à 55	34	579	3,7%	63,0%	6 015	194 754	2,7%	87,1%	159	5 488	2,5%	84,9%
56 à 60	30	609	3,3%	66,3%	4 859	199 613	2,2%	89,3%	131	5 620	2,0%	87,0%
61 à 65	27	637	3,0%	69,3%	3 972	203 586	1,8%	91,1%	109	5 729	1,7%	88,6%
66 à 70	25	662	2,8%	72,1%	3 258	206 844	1,5%	92,5%	91	5 821	1,4%	90,1%
71 à 75	23	685	2,5%	74,6%	2 662	209 505	1,2%	93,7%	77	5 897	1,2%	91,3%
76 à 80	22	707	2,4%	76,9%	2 215	211 720	1,0%	94,7%	65	5 962	1,0%	92,2%
81 à 85	21	727	2,2%	79,2%	1 829	213 548	0,8%	95,5%	54	6 016	0,8%	93,1%
86 à 90	19	746	2,1%	81,2%	1 517	215 065	0,7%	96,2%	46	6 062	0,7%	93,8%
91 à 95	18	765	2,0%	83,2%	1 271	216 336	0,6%	96,8%	39	6 101	0,6%	94,4%
96 à 100	17	782	1,9%	85,1%	1 059	217 395	0,5%	97,2%	33	6 135	0,5%	94,9%
101 à 150	101	882	11,0%	96,1%	4 588	221 983	2,1%	99,3%	161	6 296	2,5%	97,4%
151 et plus	36	919	3,9%	100,0%	1 561	223 544	0,7%	100,0%	167	6 463	2,6%	100,0%
Total	919	919	100,0%	100,0%	223 544	223 544	100,0%	100,0%	6 463	6 463	100,0%	100,0%

Été (Avril à novembre)

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage tout à l'électricité

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
	kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	19	19	0,8%	0,8%	21 116	21 116	3,5%	3,5%	2 978	2 978	12,3%	12,3%
6 à 10	22	41	0,9%	1,6%	34 323	55 439	5,7%	9,1%	2 854	5 832	11,8%	24,1%
11 à 15	33	74	1,3%	3,0%	54 712	110 151	9,0%	18,1%	2 626	8 458	10,8%	34,9%
16 à 20	53	127	2,1%	5,1%	60 984	171 134	10,0%	28,2%	2 332	10 791	9,6%	44,5%
21 à 25	78	205	3,1%	8,2%	59 214	230 348	9,8%	38,0%	2 030	12 820	8,4%	52,9%
26 à 30	104	309	4,2%	12,4%	54 205	284 553	8,9%	46,9%	1 745	14 566	7,2%	60,1%
31 à 35	123	432	4,9%	17,3%	47 914	332 467	7,9%	54,8%	1 490	16 055	6,1%	66,3%
36 à 40	132	565	5,3%	22,7%	41 921	374 388	6,9%	61,7%	1 265	17 321	5,2%	71,5%
41 à 45	134	699	5,4%	28,0%	36 348	410 736	6,0%	67,7%	1 070	18 391	4,4%	75,9%
46 à 50	128	827	5,1%	33,2%	31 384	442 120	5,2%	72,8%	901	19 291	3,7%	79,6%
51 à 55	120	947	4,8%	38,0%	26 821	468 941	4,4%	77,3%	755	20 047	3,1%	82,7%
56 à 60	113	1 060	4,5%	42,5%	22 691	491 632	3,7%	81,0%	632	20 678	2,6%	85,3%
61 à 65	106	1 166	4,3%	46,8%	18 992	510 624	3,1%	84,1%	528	21 206	2,2%	87,5%
66 à 70	103	1 269	4,1%	50,9%	15 884	526 509	2,6%	86,8%	441	21 647	1,8%	89,3%
71 à 75	102	1 371	4,1%	55,0%	13 339	539 847	2,2%	88,9%	368	22 014	1,5%	90,8%
76 à 80	101	1 472	4,1%	59,1%	11 161	551 008	1,8%	90,8%	307	22 321	1,3%	92,1%
81 à 85	101	1 572	4,0%	63,1%	9 305	560 313	1,5%	92,3%	256	22 577	1,1%	93,2%
86 à 90	98	1 670	3,9%	67,0%	7 741	568 054	1,3%	93,6%	213	22 790	0,9%	94,0%
91 à 95	94	1 764	3,8%	70,8%	6 428	574 482	1,1%	94,7%	178	22 968	0,7%	94,8%
96 à 100	89	1 854	3,6%	74,4%	5 328	579 810	0,9%	95,5%	148	23 116	0,6%	95,4%
101 à 150	497	2 350	19,9%	94,3%	21 652	601 462	3,6%	99,1%	653	23 769	2,7%	98,1%
151 et plus	142	2 492	5,7%	100,0%	5 454	606 916	0,9%	100,0%	465	24 233	1,9%	100,0%
Total	2 492	2 492	100,0%	100,0%	606 916	606 916	100,0%	100,0%	24 233	24 233	100,0%	100,0%

Été (Avril à novembre)

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate				Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate			
	(000) de clients		(%)		(000) de factures		(%)		GWh		(%)	
	kWh / jour	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif	par strate / cumulatif
0 à 5	73	73	2,2%	2,2%	49 860	49 860	6,0%	6,0%	4 019	4 019	13,1%	13,1%
6 à 10	106	180	3,1%	5,3%	64 507	114 367	7,8%	13,8%	3 751	7 771	12,2%	25,3%
11 à 15	104	284	3,0%	8,3%	81 394	195 760	9,8%	23,6%	3 381	11 152	11,0%	36,3%
16 à 20	111	395	3,3%	11,6%	84 441	280 201	10,2%	33,7%	2 962	14 115	9,7%	46,0%
21 à 25	132	527	3,9%	15,5%	79 526	359 727	9,6%	43,3%	2 550	16 665	8,3%	54,3%
26 à 30	155	682	4,5%	20,0%	71 422	431 149	8,6%	51,9%	2 172	18 837	7,1%	61,4%
31 à 35	171	853	5,0%	25,0%	62 024	493 173	7,5%	59,4%	1 838	20 675	6,0%	67,4%
36 à 40	177	1 031	5,2%	30,2%	53 284	546 457	6,4%	65,8%	1 550	22 225	5,1%	72,4%
41 à 45	176	1 206	5,2%	35,4%	45 579	592 036	5,5%	71,3%	1 303	23 528	4,2%	76,6%
46 à 50	166	1 372	4,9%	40,2%	38 823	630 859	4,7%	76,0%	1 093	24 621	3,6%	80,2%
51 à 55	154	1 526	4,5%	44,7%	32 836	663 695	4,0%	79,9%	914	25 535	3,0%	83,2%
56 à 60	143	1 669	4,2%	48,9%	27 550	691 245	3,3%	83,2%	763	26 298	2,5%	85,7%
61 à 65	134	1 803	3,9%	52,9%	22 964	714 210	2,8%	86,0%	637	26 935	2,1%	87,7%
66 à 70	128	1 931	3,8%	56,6%	19 142	733 352	2,3%	88,3%	532	27 467	1,7%	89,5%
71 à 75	124	2 055	3,6%	60,3%	16 000	749 352	1,9%	90,2%	444	27 912	1,4%	90,9%
76 à 80	123	2 178	3,6%	63,9%	13 376	762 728	1,6%	91,8%	371	28 283	1,2%	92,1%
81 à 85	121	2 299	3,6%	67,4%	11 134	773 862	1,3%	93,2%	310	28 593	1,0%	93,1%
86 à 90	117	2 416	3,4%	70,8%	9 258	783 119	1,1%	94,3%	259	28 852	0,8%	94,0%
91 à 95	113	2 529	3,3%	74,1%	7 698	790 818	0,9%	95,2%	217	29 069	0,7%	94,7%
96 à 100	106	2 635	3,1%	77,3%	6 387	797 205	0,8%	96,0%	182	29 251	0,6%	95,3%
101 à 150	598	3 233	17,5%	94,8%	26 240	823 445	3,2%	99,2%	813	30 064	2,6%	97,9%
151 et plus	178	3 411	5,2%	100,0%	7 015	830 459	0,8%	100,0%	632	30 696	2,1%	100,0%
Total	3 411	3 411	100,0%	100,0%	830 459	830 459	100,0%	100,0%	30 696	30 696	100,0%	100,0%



Hiver (Décembre à mars)

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage non tout à l'électricité

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		par strate / cumulatif (%)		(000) de factures		par strate / cumulatif (%)		GWh		par strate / cumulatif (%)	
kWh / jour	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif
0 à 5	79	79	8,6%	8,6%	13 311	13 311	12,0%	12,0%	512	512	9,1%	9,1%
6 à 10	81	160	8,8%	17,4%	10 377	23 688	9,4%	21,4%	460	972	8,2%	17,2%
11 à 15	60	220	6,5%	23,9%	7 555	31 243	6,8%	28,2%	415	1 387	7,4%	24,6%
16 à 20	47	267	5,2%	29,1%	6 475	37 718	5,8%	34,1%	381	1 768	6,8%	31,4%
21 à 25	44	311	4,8%	33,9%	6 106	43 824	5,5%	39,6%	350	2 118	6,2%	37,6%
26 à 30	42	353	4,6%	38,4%	5 759	49 583	5,2%	44,8%	320	2 438	5,7%	43,2%
31 à 35	40	393	4,4%	42,8%	5 327	54 910	4,8%	49,6%	292	2 730	5,2%	48,4%
36 à 40	38	431	4,2%	47,0%	4 883	59 793	4,4%	54,0%	267	2 996	4,7%	53,1%
41 à 45	36	467	3,9%	50,9%	4 435	64 227	4,0%	58,0%	243	3 240	4,3%	57,4%
46 à 50	34	501	3,7%	54,5%	4 024	68 251	3,6%	61,7%	222	3 462	3,9%	61,4%
51 à 55	31	532	3,4%	58,0%	3 655	71 907	3,3%	65,0%	203	3 665	3,6%	65,0%
56 à 60	29	561	3,2%	61,1%	3 285	75 191	3,0%	67,9%	186	3 850	3,3%	68,3%
61 à 65	26	588	2,9%	64,0%	2 979	78 170	2,7%	70,6%	170	4 020	3,0%	71,3%
66 à 70	24	612	2,6%	66,6%	2 736	80 906	2,5%	73,1%	156	4 176	2,8%	74,1%
71 à 75	22	634	2,4%	69,0%	2 509	83 415	2,3%	75,4%	143	4 319	2,5%	76,6%
76 à 80	20	654	2,2%	71,2%	2 354	85 769	2,1%	77,5%	130	4 449	2,3%	78,9%
81 à 85	19	673	2,1%	73,3%	2 187	87 956	2,0%	79,5%	119	4 568	2,1%	81,0%
86 à 90	18	692	2,0%	75,3%	2 074	90 030	1,9%	81,3%	108	4 677	1,9%	82,9%
91 à 95	17	709	1,9%	77,1%	1 956	91 986	1,8%	83,1%	98	4 775	1,7%	84,7%
96 à 100	17	726	1,8%	79,0%	1 870	93 857	1,7%	84,8%	89	4 864	1,6%	86,2%
101 à 150	128	853	13,9%	92,9%	11 967	105 823	10,8%	95,6%	492	5 356	8,7%	95,0%
151 et plus	65	919	7,1%	100,0%	4 869	110 693	4,4%	100,0%	283	5 639	5,0%	100,0%
Total	919	919	100,0%	100,0%	110 693	110 693	100,0%	100,0%	5 639	5 639	100,0%	100,0%

Hiver (Décembre à mars)

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Chauffage tout à l'électricité

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		par strate / cumulatif (%)		(000) de factures		par strate / cumulatif (%)		GWh		par strate / cumulatif (%)	
kWh / jour	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif
0 à 5	26	26	1,0%	1,0%	4 933	4 933	1,6%	1,6%	1 486	1 486	6,4%	6,4%
6 à 10	15	41	0,6%	1,6%	3 177	8 110	1,1%	2,7%	1 471	2 957	6,3%	12,7%
11 à 15	20	61	0,8%	2,4%	4 708	12 817	1,6%	4,3%	1 452	4 409	6,2%	18,9%
16 à 20	31	92	1,2%	3,7%	7 094	19 911	2,4%	6,6%	1 423	5 831	6,1%	25,0%
21 à 25	47	138	1,9%	5,5%	9 833	29 744	3,3%	9,9%	1 380	7 211	5,9%	31,0%
26 à 30	65	203	2,6%	8,1%	12 295	42 039	4,1%	14,0%	1 325	8 536	5,7%	36,7%
31 à 35	83	286	3,3%	11,5%	14 037	56 076	4,7%	18,7%	1 259	9 795	5,4%	42,1%
36 à 40	100	386	4,0%	15,5%	14 936	71 012	5,0%	23,6%	1 186	10 981	5,1%	47,1%
41 à 45	110	496	4,4%	19,9%	15 138	86 150	5,0%	28,7%	1 110	12 091	4,8%	51,9%
46 à 50	115	611	4,6%	24,5%	14 765	100 914	4,9%	33,6%	1 035	13 126	4,4%	56,4%
51 à 55	114	725	4,6%	29,1%	14 044	114 958	4,7%	38,2%	963	14 090	4,1%	60,5%
56 à 60	109	833	4,4%	33,4%	13 253	128 211	4,4%	42,6%	895	14 985	3,8%	64,3%
61 à 65	101	935	4,1%	37,5%	12 475	140 687	4,1%	46,8%	831	15 816	3,6%	67,9%
66 à 70	95	1 030	3,8%	41,3%	11 976	152 663	4,0%	50,8%	770	16 585	3,3%	71,2%
71 à 75	91	1 121	3,6%	45,0%	11 580	164 243	3,9%	54,6%	711	17 296	3,1%	74,3%
76 à 80	87	1 208	3,5%	48,5%	11 312	175 555	3,8%	58,4%	654	17 950	2,8%	77,1%
81 à 85	86	1 295	3,5%	52,0%	11 121	186 676	3,7%	62,1%	598	18 548	2,6%	79,6%
86 à 90	86	1 381	3,5%	55,4%	10 861	197 537	3,6%	65,7%	543	19 090	2,3%	82,0%
91 à 95	88	1 469	3,5%	58,9%	10 569	208 106	3,5%	69,2%	489	19 579	2,1%	84,1%
96 à 100	88	1 557	3,5%	62,5%	10 106	218 212	3,4%	72,6%	437	20 017	1,9%	85,9%
101 à 150	667	2 223	26,7%	89,2%	62 572	280 784	20,8%	93,4%	2 250	22 267	9,7%	95,6%
151 et plus	269	2 492	10,8%	100,0%	19 853	300 636	6,6%	100,0%	1 023	23 289	4,4%	100,0%
Total	2 492	2 492	100,0%	100,0%	300 636	300 636	100,0%	100,0%	23 289	23 289	100,0%	100,0%

Hiver (Décembre à mars)

Tarifs D - Clientèle résidentielle - Total

Strates de consommation	Nombre de clients dont la consommation maximale est facturée dans la strate		Nombre de jours de factures dont le dernier kWh est compris dans la strate				Répartition de la consommation totale par strate					
	(000) de clients		par strate / cumulatif (%)		(000) de factures		par strate / cumulatif (%)		GWh		par strate / cumulatif (%)	
kWh / jour	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif	par strate	cumulatif
0 à 5	105	105	3,1%	3,1%	18 244	18 244	4,4%	4,4%	1 998	1 998	6,9%	6,9%
6 à 10	95	201	2,8%	5,9%	13 554	31 798	3,3%	7,7%	1 931	3 929	6,7%	13,6%
11 à 15	80	280	2,3%	8,2%	12 262	44 060	3,0%	10,7%	1 867	5 796	6,5%	20,0%
16 à 20	78	359	2,3%	10,5%	13 569	57 629	3,3%	14,0%	1 803	7 599	6,2%	26,3%
21 à 25	91	449	2,7%	13,2%	15 939	73 568	3,9%	17,9%	1 730	9 329	6,0%	32,2%
26 à 30	107	556	3,1%	16,3%	18 053	91 621	4,4%	22,3%	1 645	10 974	5,7%	37,9%
31 à 35	123	679	3,6%	19,9%	19 364	110 985	4,7%	27,0%	1 551	12 524	5,4%	43,3%
36 à 40	138	817	4,0%	24,0%	19 819	130 804	4,8%	31,8%	1 452	13 977	5,0%	48,3%
41 à 45	146	963	4,3%	28,2%	19 573	150 377	4,8%	36,6%	1 354	15 331	4,7%	53,0%
46 à 50	149	1 112	4,4%	32,6%	18 788	169 166	4,6%	41,1%	1 258	16 588	4,3%	57,3%
51 à 55	145	1 257	4,3%	36,9%	17 699	186 865	4,3%	45,4%	1 166	17 754	4,0%	61,4%
56 à 60	138	1 395	4,0%	40,9%	16 538	203 402	4,0%	49,5%	1 081	18 835	3,7%	65,1%
61 à 65	128	1 522	3,7%	44,6%	15 454	218 857	3,8%	53,2%	1 001	19 836	3,5%	68,6%
66 à 70	119	1 642	3,5%	48,1%	14 712	233 569	3,6%	56,8%	925	20 761	3,2%	71,8%
71 à 75	113	1 755	3,3%	51,4%	14 090	247 658	3,4%	60,2%	854	21 615	3,0%	74,7%
76 à 80	108	1 863	3,2%	54,6%	13 666	261 324	3,3%	63,5%	784	22 399	2,7%	77,4%
81 à 85	105	1 968	3,1%	57,7%	13 308	274 632	3,2%	66,8%	717	23 116	2,5%	79,9%
86 à 90	105	2 073	3,1%	60,8%	12 935	287 567	3,1%	69,9%	651	23 767	2,3%	82,2%
91 à 95	105	2 177	3,1%	63,8%	12 526	300 092	3,0%	73,0%	587	24 354	2,0%	84,2%
96 à 100	105	2 282	3,1%	66,9%	11 976	312 069	2,9%	75,9%	526	24 881	1,8%	86,0%
101 à 150	794	3 076	23,3%	90,2%	74 538	386 607	18,1%	94,0%	2 742	27 623	9,5%	95,5%
151 et plus	334	3 411	9,8%	100,0%	24 722	411 329	6,0%	100,0%	1 306	28 928	4,5%	100,0%
Total	3 411	3 411	100,0%	100,0%	411 329	411 329	100,0%	100,0%	28 928	28 928	100,0%	100,0%