



Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques

1^{re} rencontre :
30 avril 2015

ALIMENTER L'AVENIR

Démarche

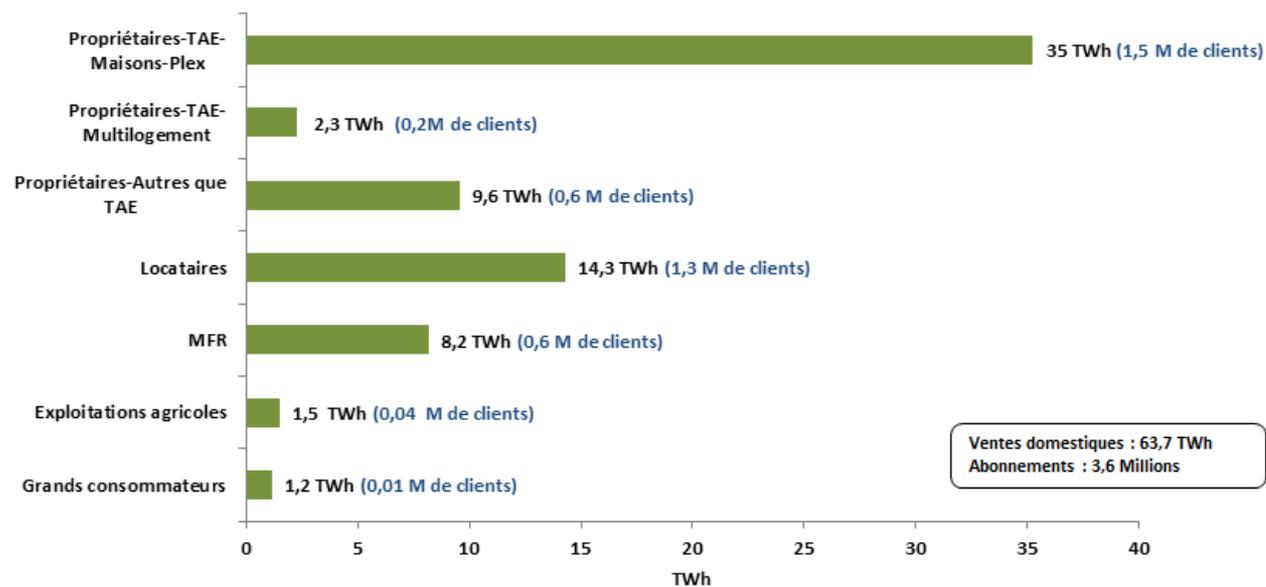
- Dans le but de proposer une stratégie tarifaire au domestique pour les années à venir :
 1. Dresser un portrait de la clientèle qui permettra de faire ressortir les caractéristiques de consommation des différents groupes de la clientèle, et ce, à partir de données de sondages et de données du système 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



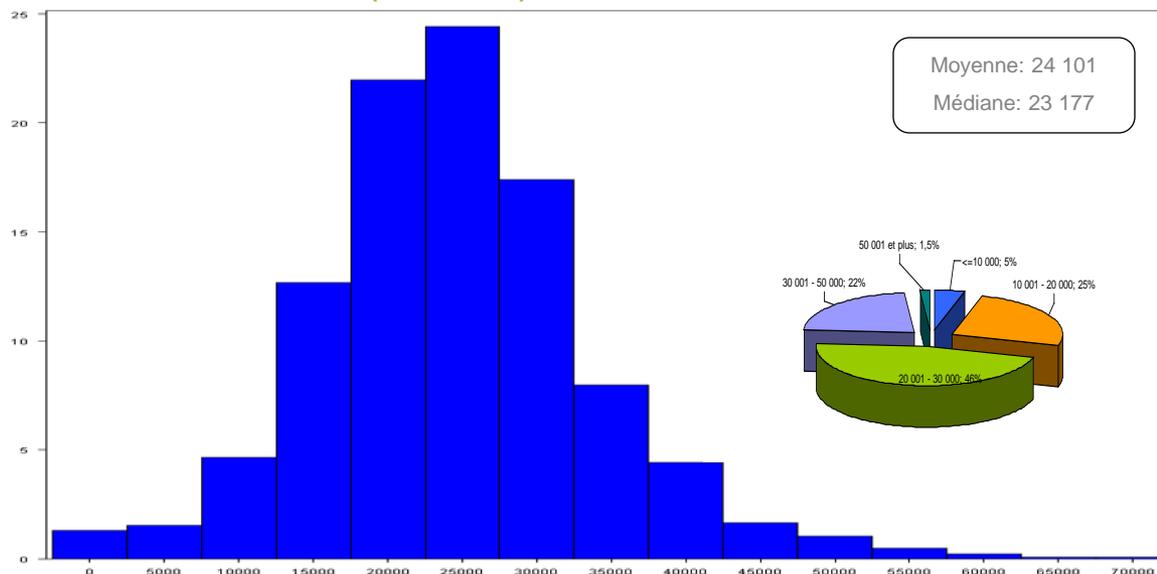
Note : Les groupes de clients ne sont pas mutuellement exclusifs.

1. Portrait de la clientèle (suite)

Propriétaires – Maisons, Duplex, Triplex - TAE

Consommation normalisée (kWh/année)

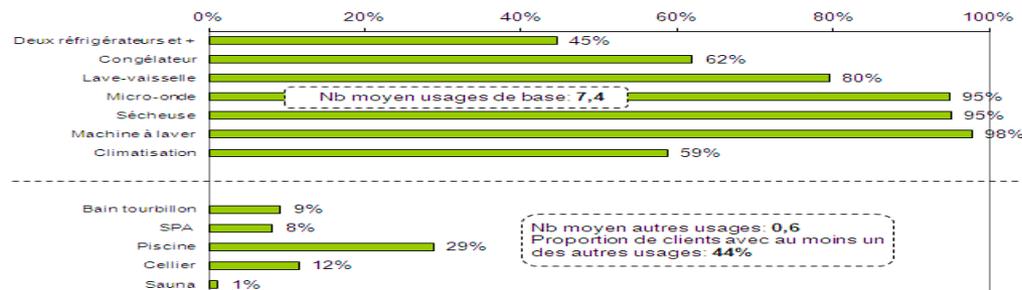
% des clients



Profil des clients

- 40 % des clients, 55 % de consommation
- Prédominance des maisons unifamiliales (89 %)
- Superficie moyenne de 2 157 pi²
- 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)

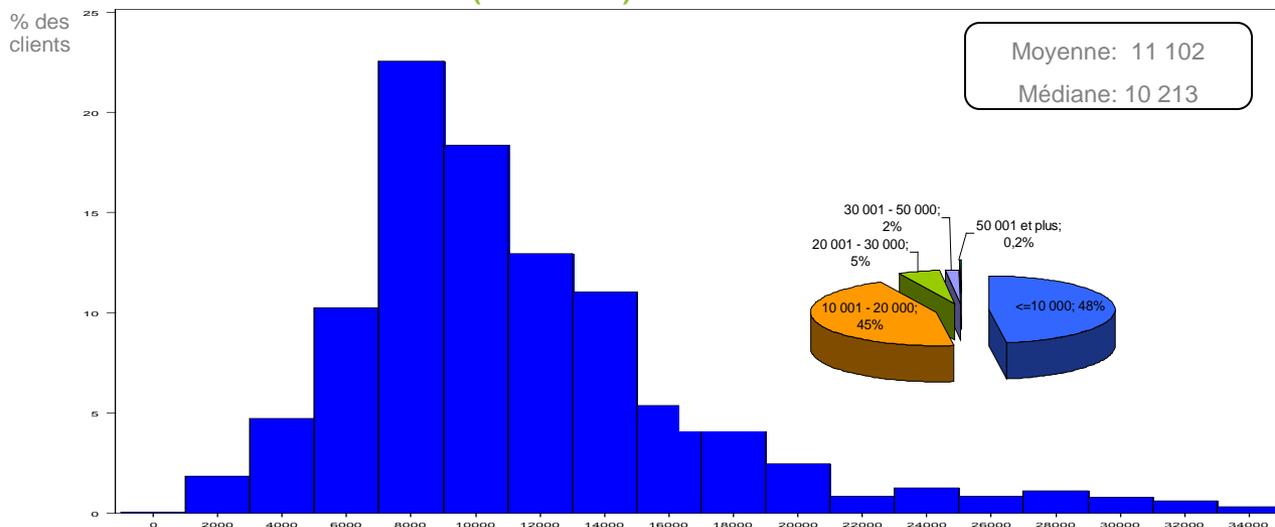
Diffusion des usages



1. Portrait de la clientèle (suite)

Propriétaires – Multilogements - TAE

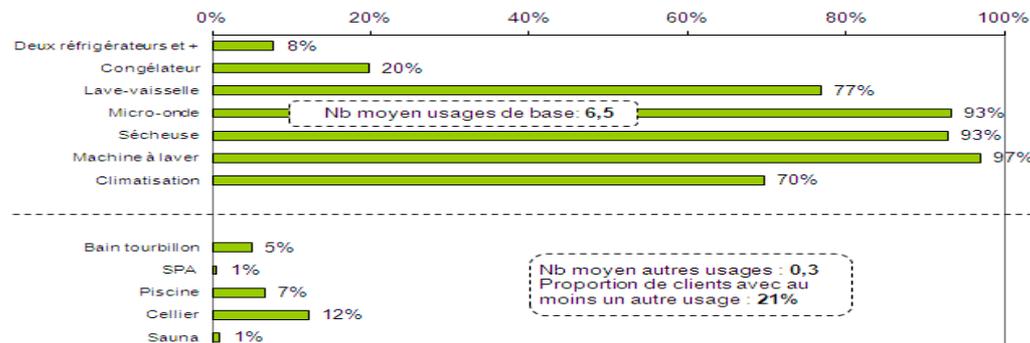
Consommation normalisée (kWh/année)



Profil des clients

- 6 % des clients, 4 % de consommation
- Superficie moyenne de 1 198 pi²
- 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

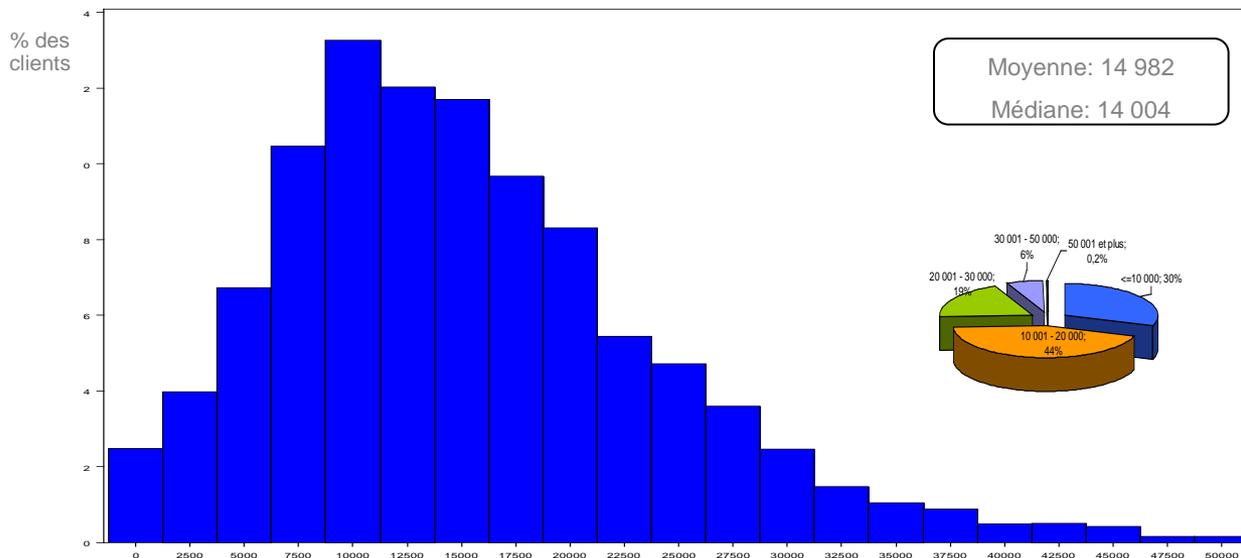
Diffusion des usages



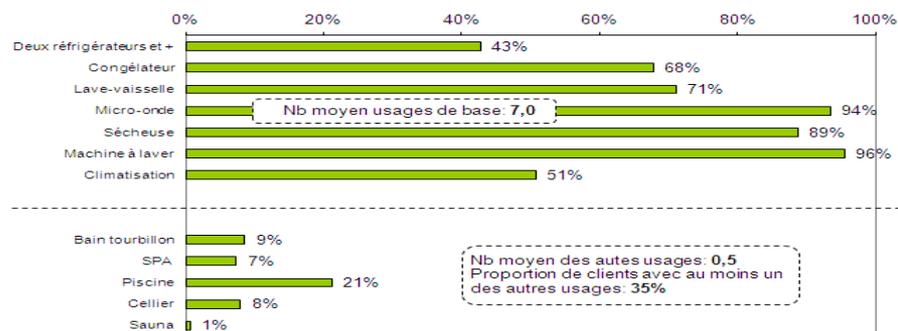
1. Portrait de la clientèle (suite)

Propriétaires – autres que TAE

Consommation normalisée (kWh/année)



Diffusion des usages



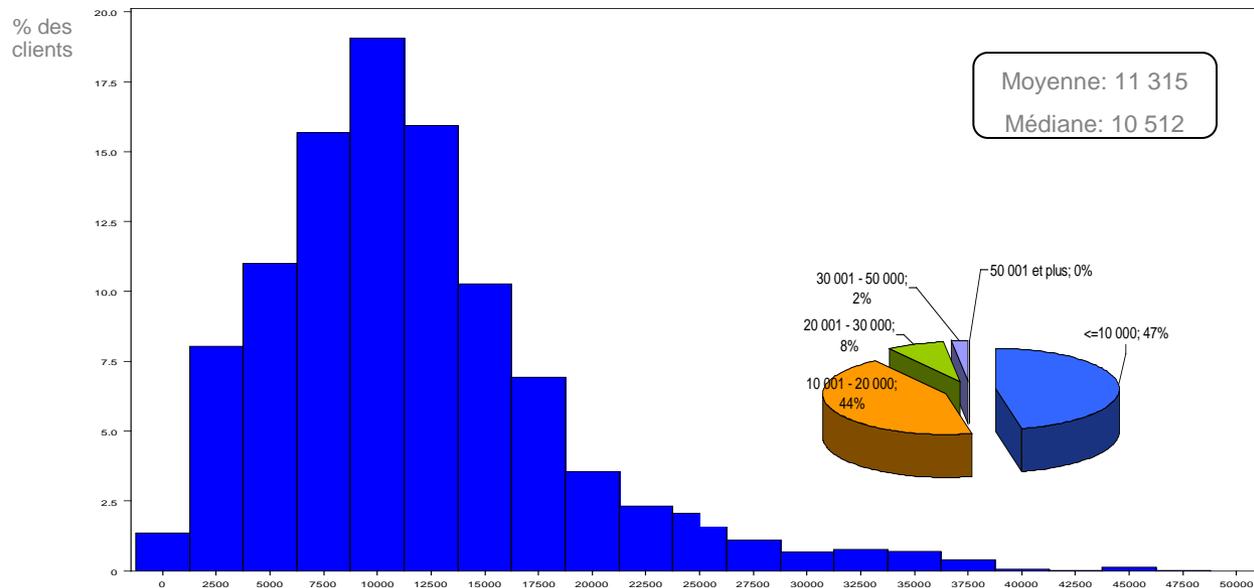
Profil des clients

- 18 % des clients, 15 % de consommation
- Prédominance des maisons unifamiliales (90 %)
- Superficie moyenne de 2 119 pi²
- 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

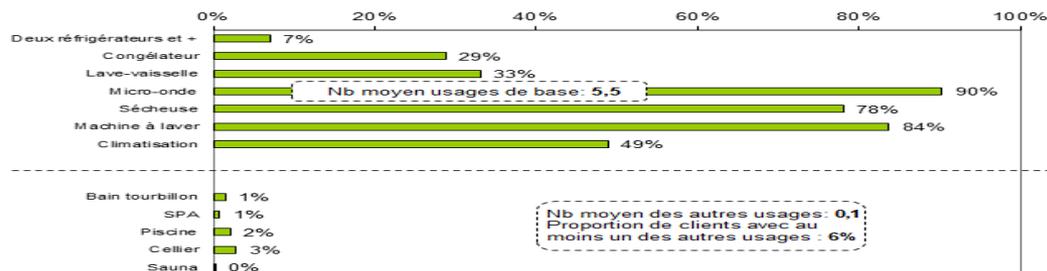
1. Portrait de la clientèle (suite)

Locataires

Consommation normalisée (kWh/année)



Diffusion des usages



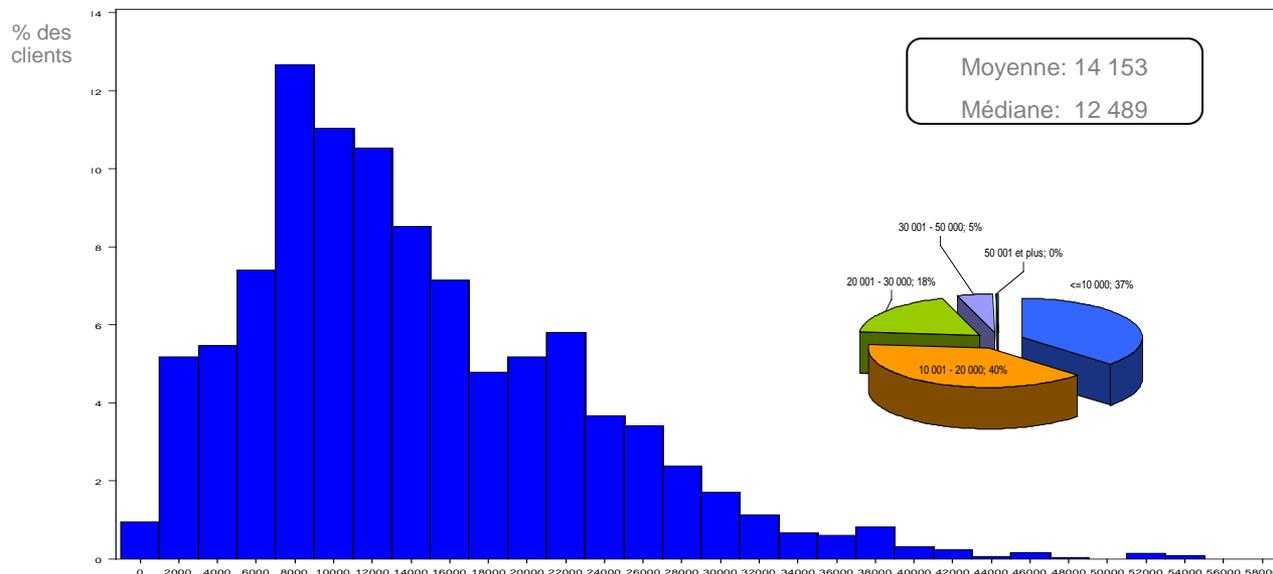
Profil des clients

- 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)

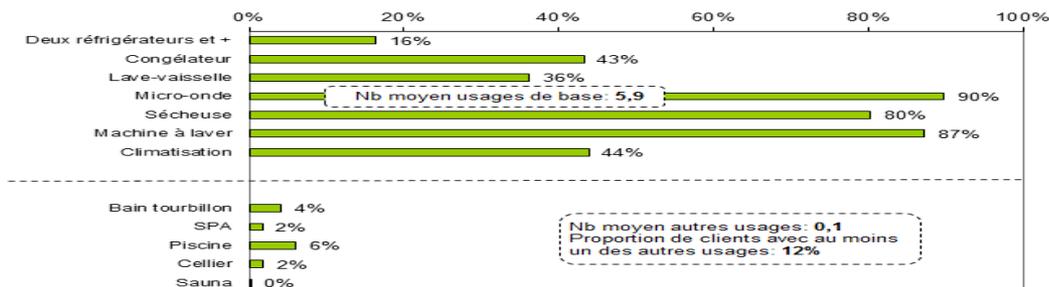
Consommation normalisée (kWh/année)



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 %)

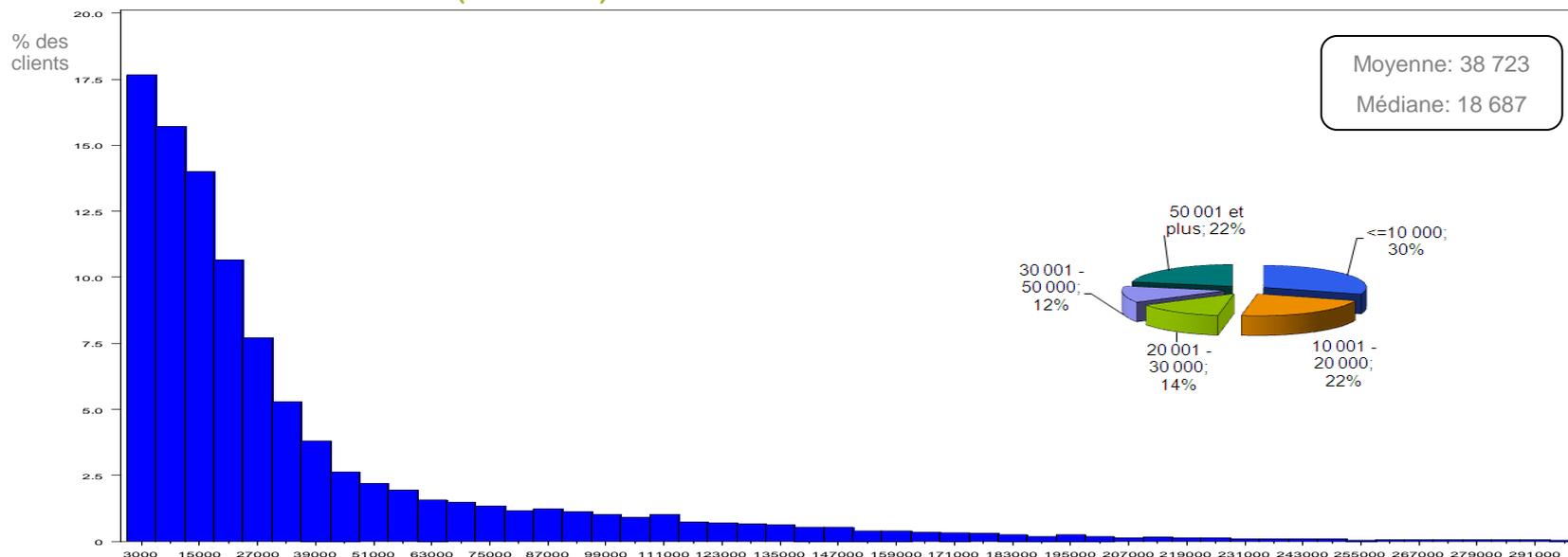
Diffusion des usages



1. Portrait de la clientèle (suite)

Exploitations agricoles

Consommation normalisée (kWh/année)



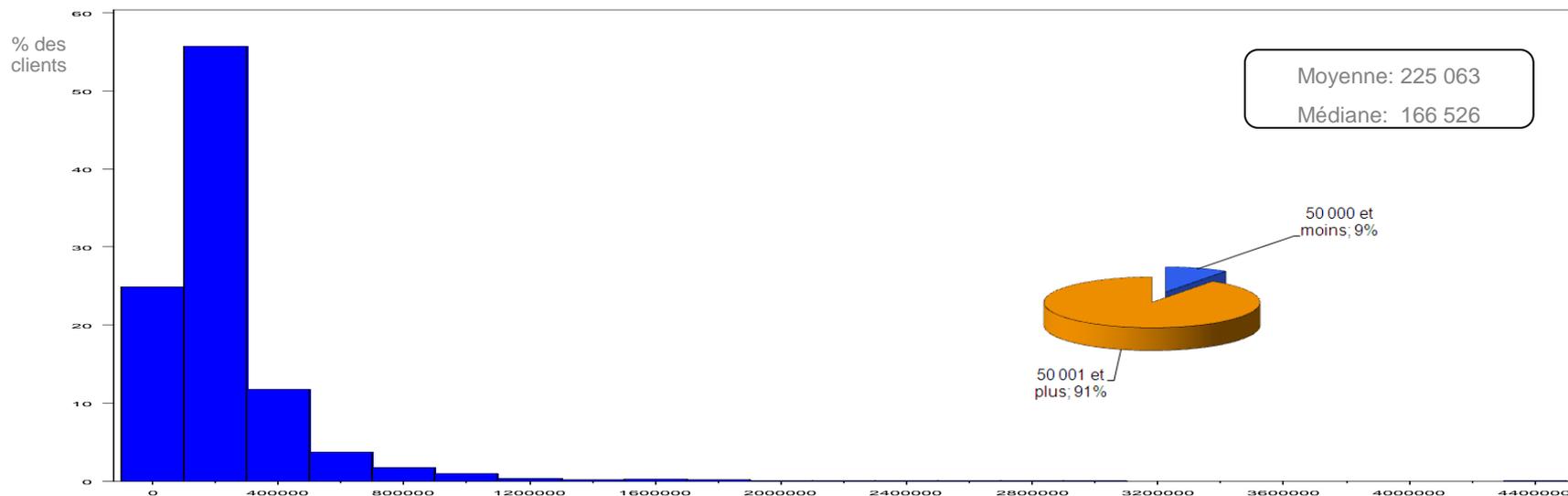
Profil des clients

- 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)



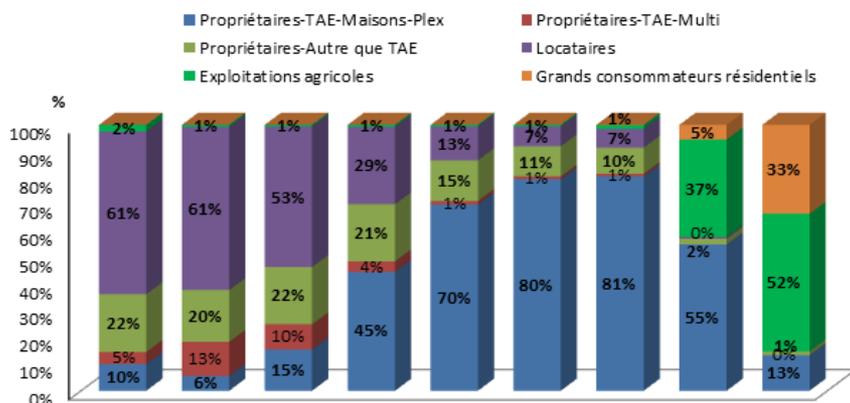
Profil des clients

- 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

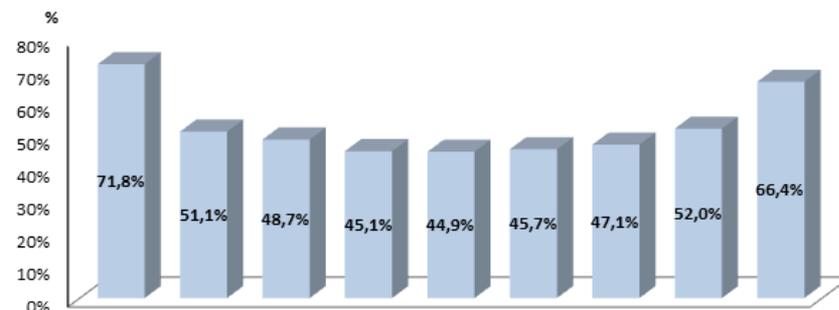
1. Portrait de la clientèle (suite)

Caractéristiques de consommation

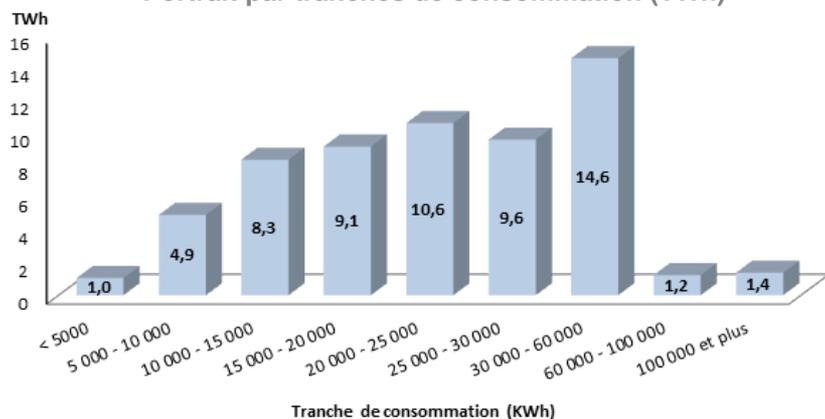
Portrait par tranches de consommation (%)



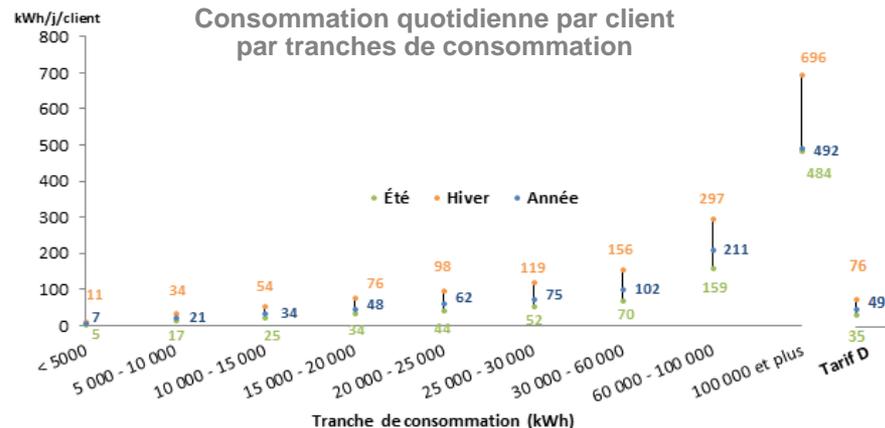
Facteurs d'utilisation par tranches de consommation (moyenne annuelle / moyenne 300 heures de pointe)



Portrait par tranches de consommation (TWh)

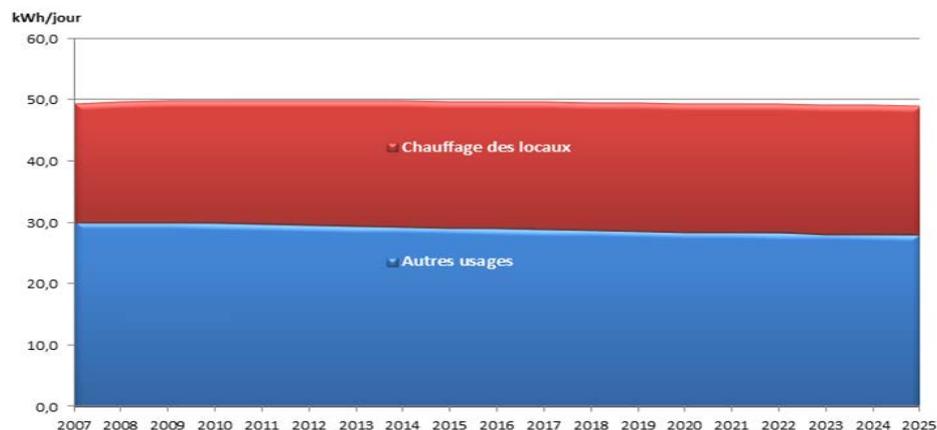


Consommation quotidienne par client par tranches de consommation



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 ²)
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	

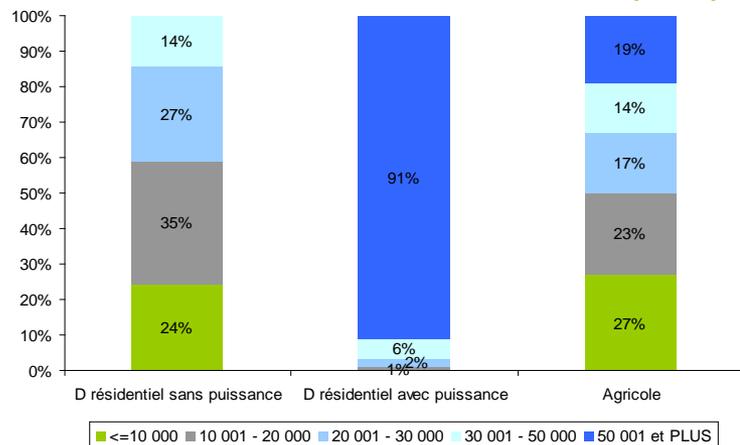
2. Attentes des clients

- 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

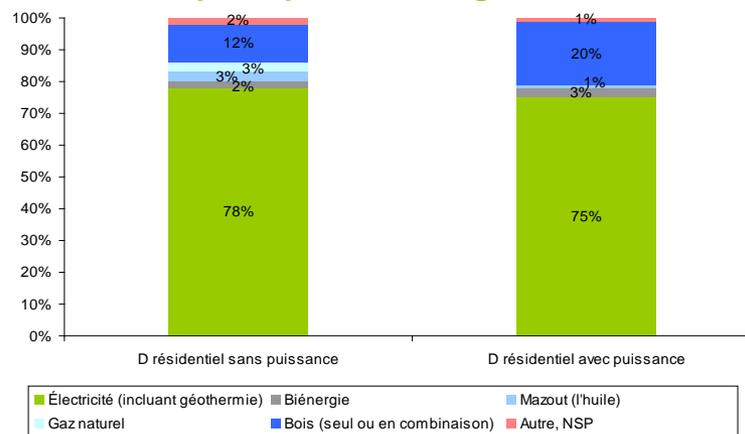
2. Attentes des clients (suite)

Quelques caractéristiques des groupes de clients sondés

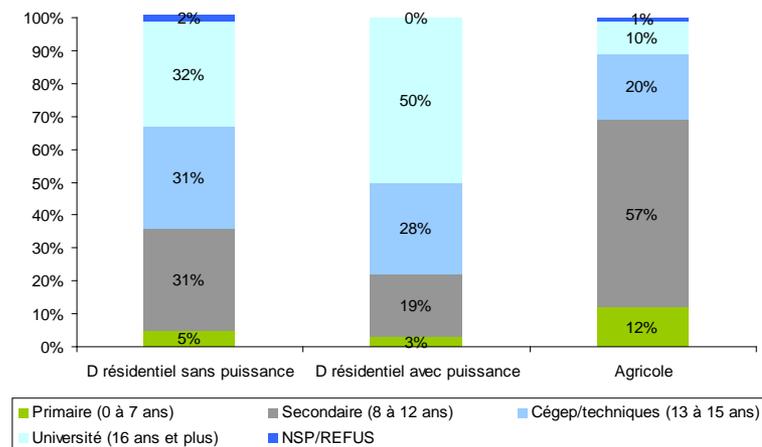
Consommation annuelle en kWh (2014)



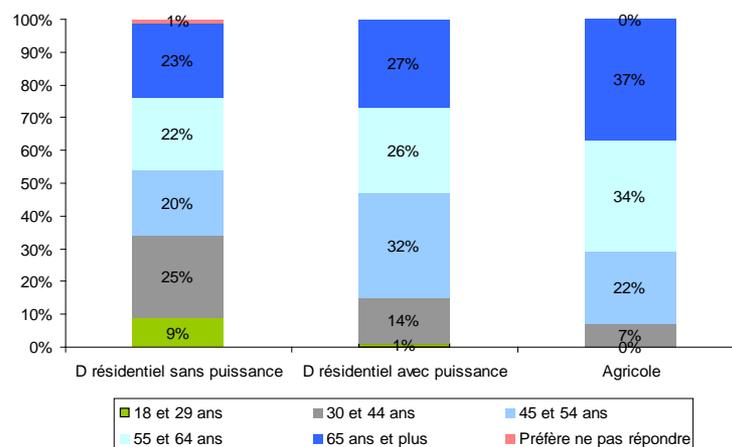
Source principale chauffage des locaux



Niveau de scolarité



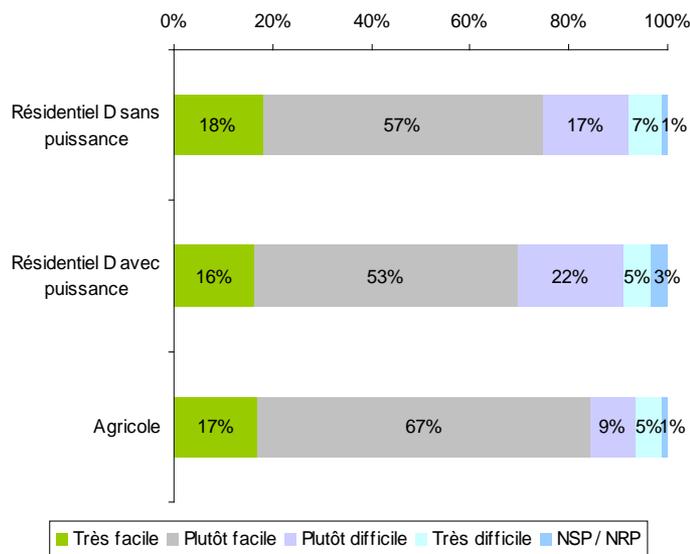
Âge du répondant



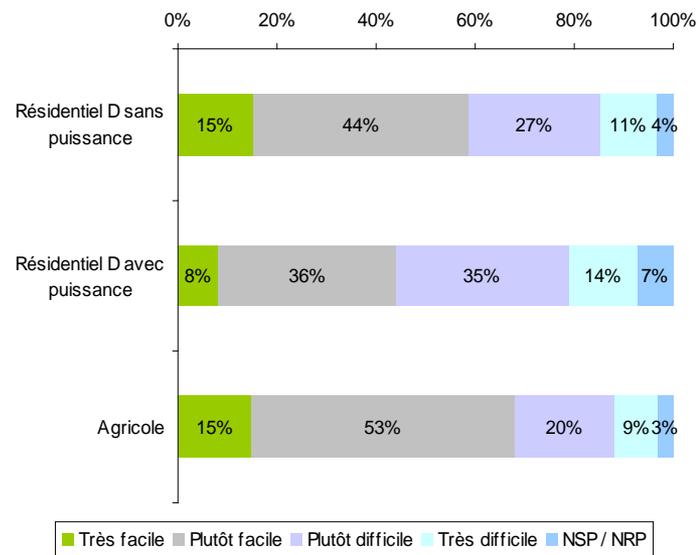
2. Attentes des clients (suite)

Compréhension de la facture et de la tarification

Facilité à comprendre la facture



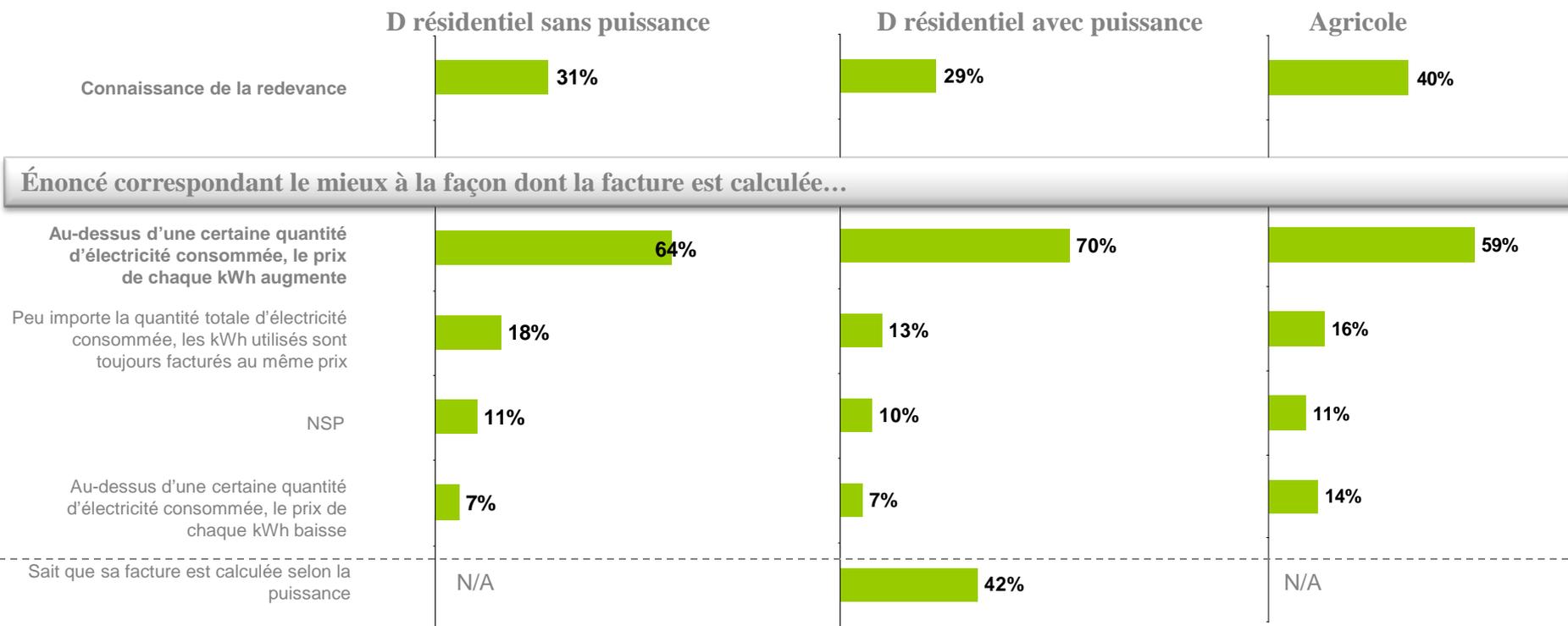
Facilité à comprendre la tarification



- **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

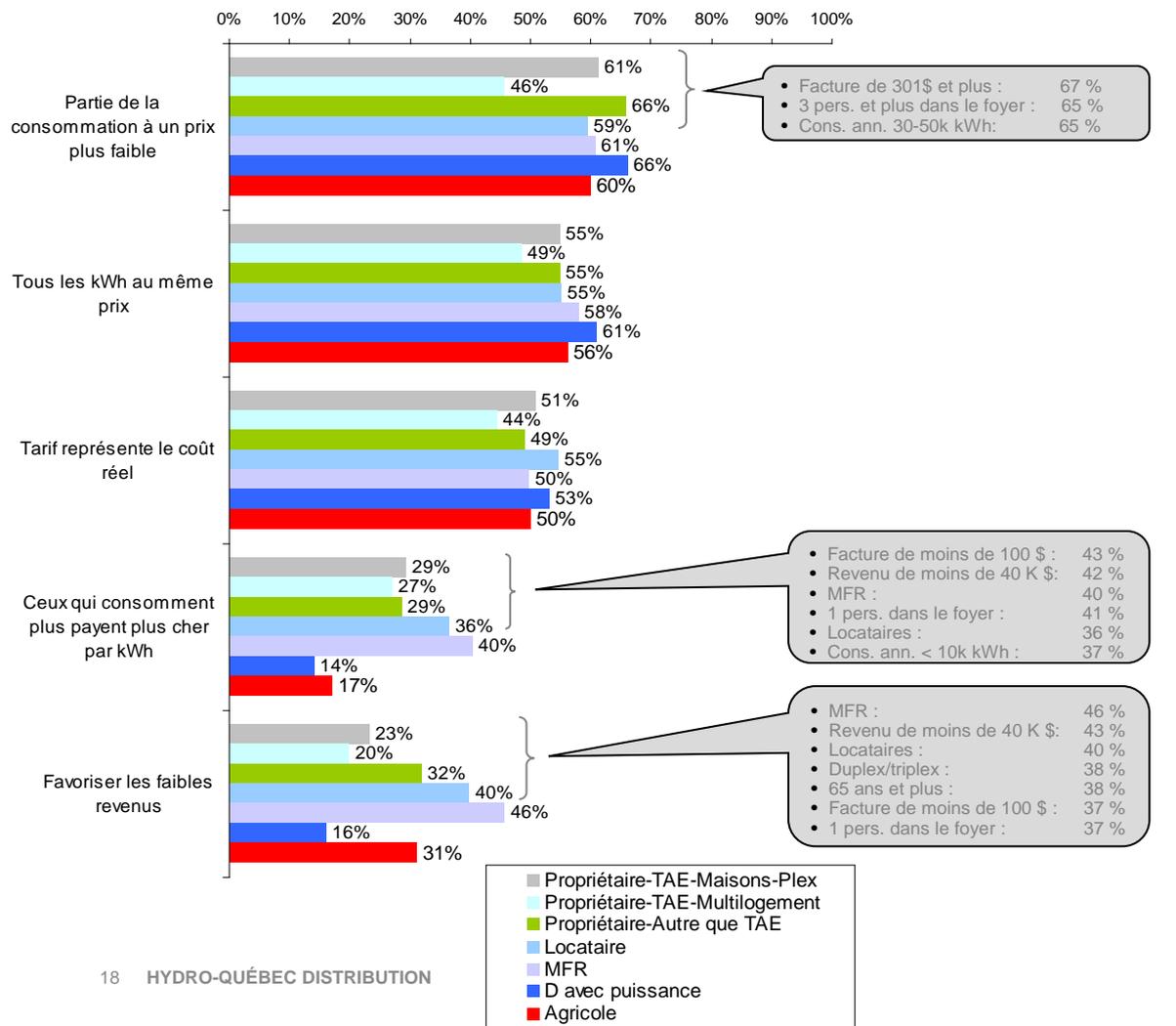


- **Une majorité de répondants** comprennent comment leur facture est calculée
- **Entre 29 et 40 %** de la population étudiée connaît **la redevance**
- 42 % des clients avec puissance savent que leur facture est calculée selon la puissance
- Une faible proportion des clients avec puissance consultent 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)

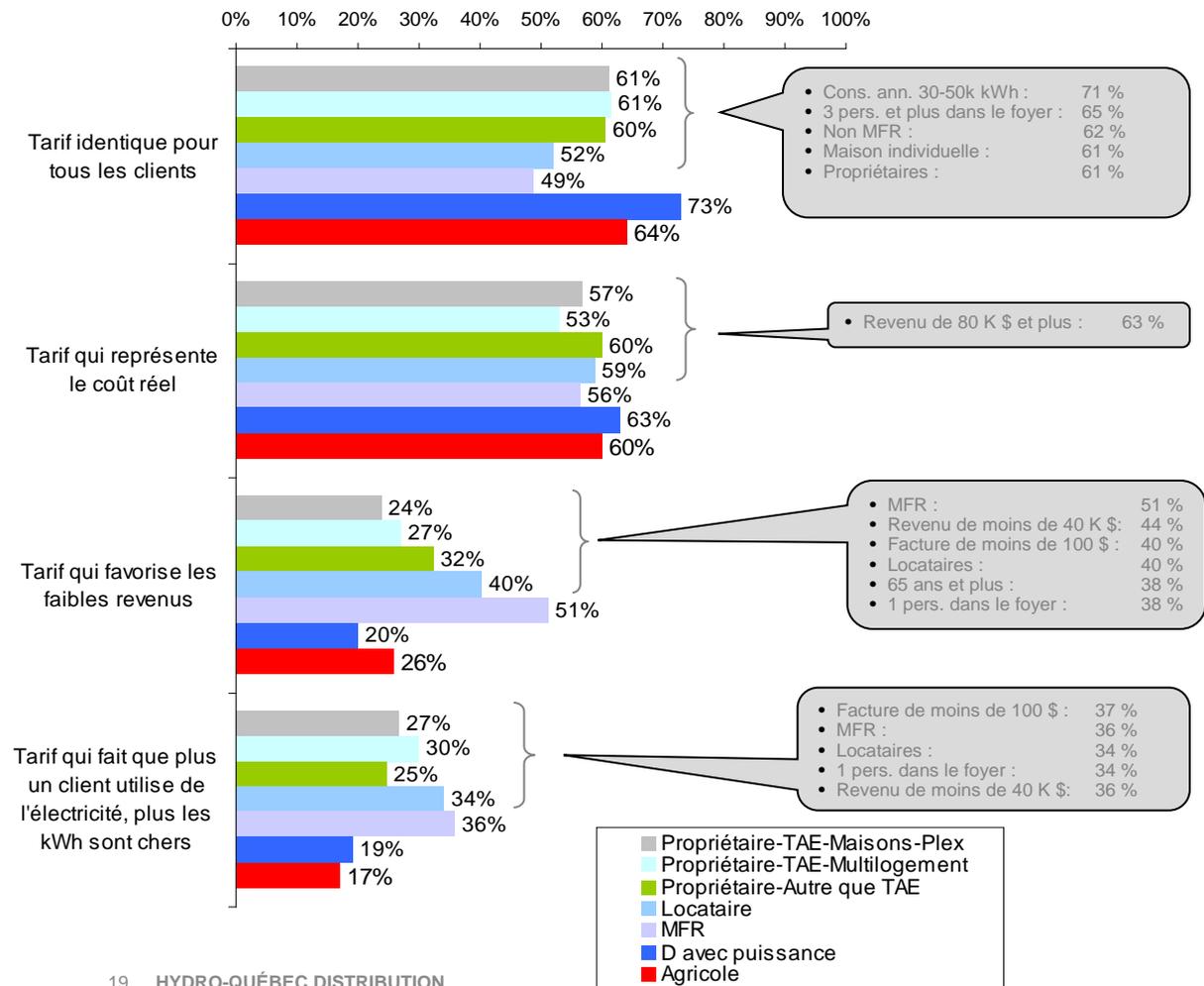


- Le principe tarifaire générant le niveau d'accord le plus élevé est celui énonçant qu'une partie de la consommation devrait être facturée à un prix plus faible
- Un peu plus de la moitié des répondants sont en accord avec les principes selon lesquels les kWh devraient être **facturés au même prix et 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)

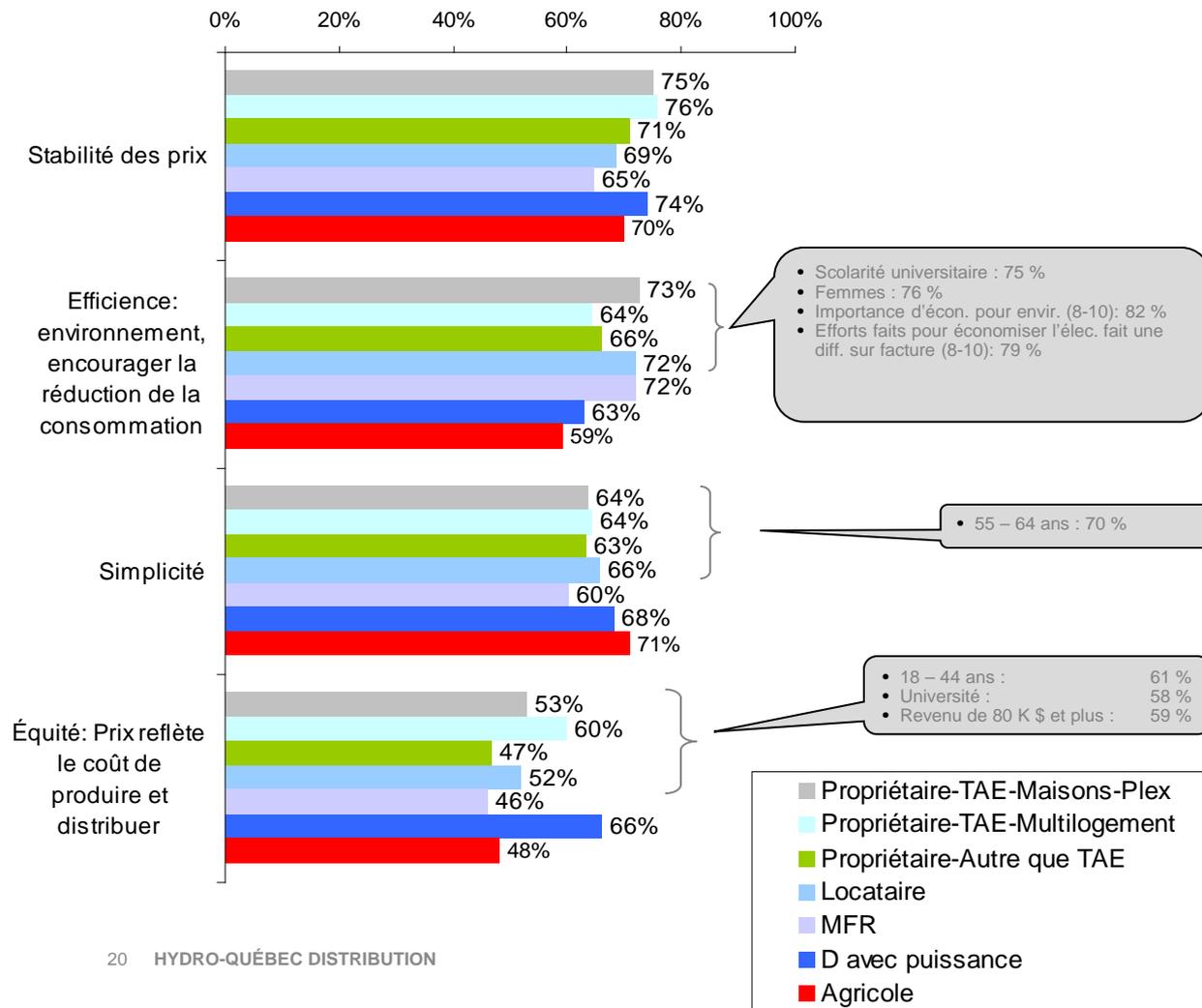


- Plus de la moitié des clients au tarif D sans puissance sont en accord avec l'idée qu'un tarif équitable est un tarif qu'on facture à son vrai coût et qui est le même pour tous les clients. L'idée qu'un tarif équitable est un tarif équivalent pour tous les clients génère cependant un **niveau de désaccord 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

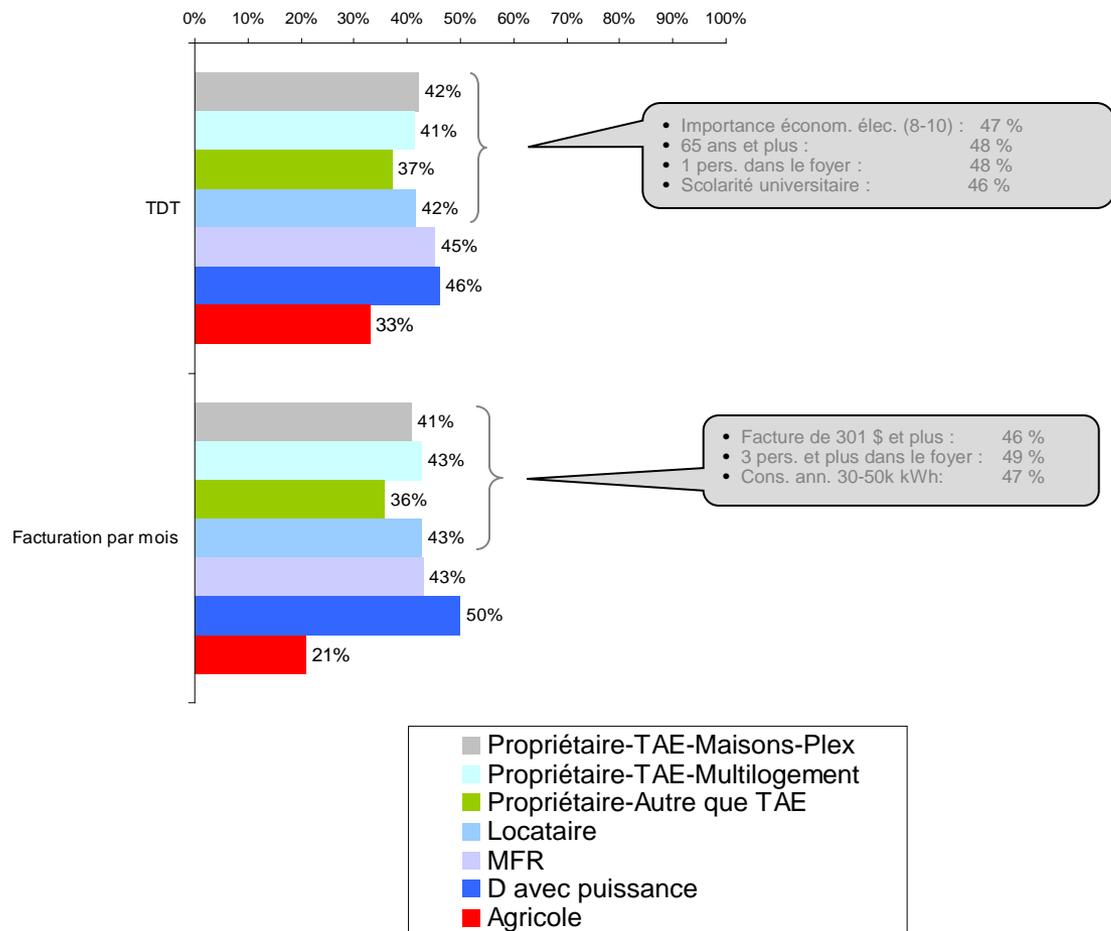
(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- 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">▪ La taille, le niveau de consommation ou de la charge ne constituent pas des limites à l'admissibilité au tarif de base▪ Différents critères encadrent l'admissibilité de certains usages (exploitation agricole, activité commerciale, mesurage collectif, établissement religieux)▪ 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)	<ul style="list-style-type: none">▪ 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">• Seule exception : un distributeur limite l'admissibilité aux clients < 7 600 kWh/mois et applique un TDT aux plus grands consommateurs▪ Différents critères encadrent l'admissibilité de certains usages (exploitation agricole, activité commerciale, mesurage collectif, établissement religieux)

3. Balisage (suite)

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

3. Balisage (suite)

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

3. Balisage (suite)

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

3. Balisage (suite)

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

3. Balisage (suite)

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

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

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

PRÉOCCUPATIONS

Clientèle	Effizienz	Équité	Simplicité	Stabilité et continuité
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				√
Intervenants				
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	√			
Gouvernement				
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)	√			
Régie de l'énergie				
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 ^{er} avril			Part des revenus générés	
	2005	2015	Hausse annualisée (%)	2005	2015
Redevance (¢/jour)	40,64 ¢	40,64 ¢	0,0%	13%	10%
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,02 ¢	5,68 ¢	1,2%	38%	35%
Énergie - 2 ^e 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%
Total	-	-	-	100%	100%

5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

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

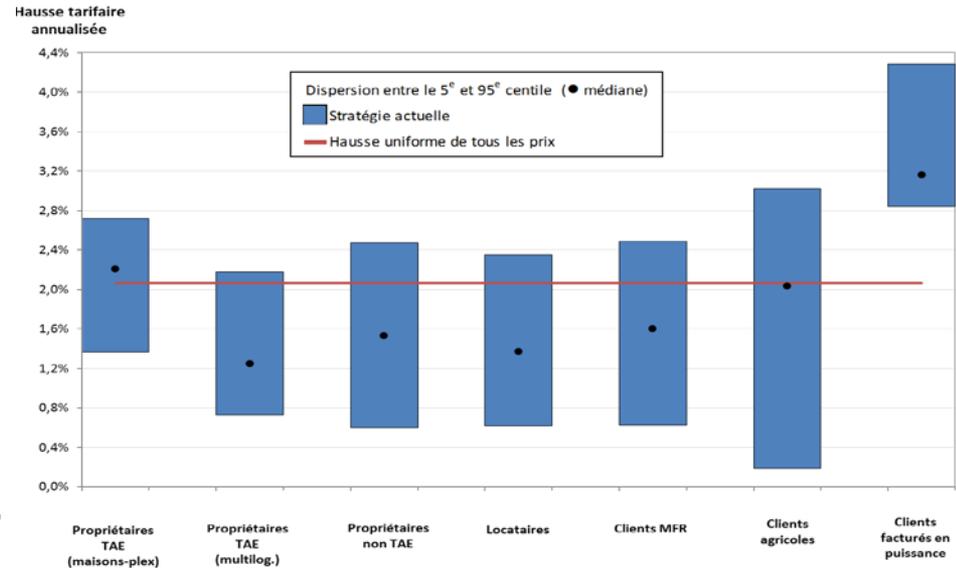
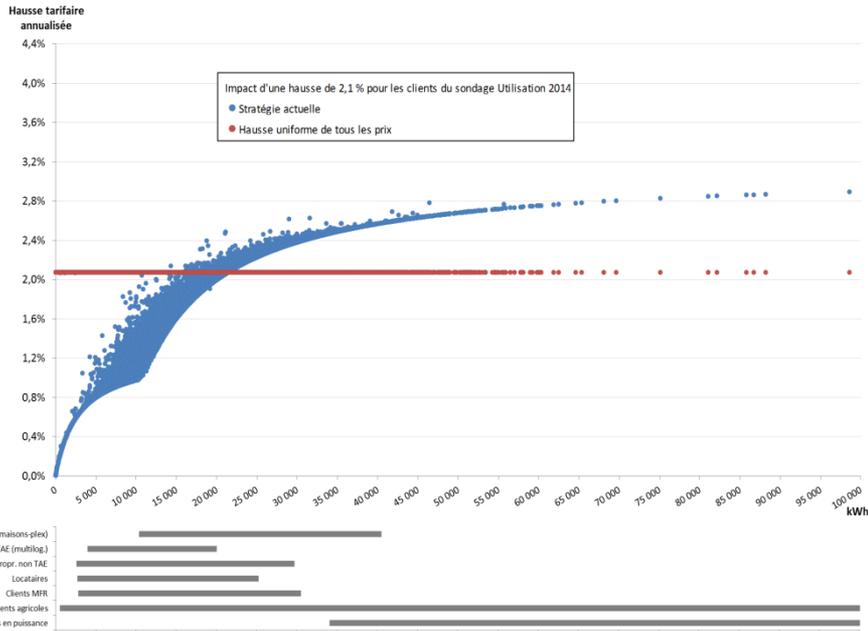
5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

Composantes	Objectifs visés en 2006	Proposition	Constats
2 ^e tranche d'énergie	<p>Accentuer le signal de prix sur la consommation sur laquelle le client peut agir davantage pour encourager l'efficacité énergétique</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tendre graduellement vers le coût évité du chauffage de long terme en énergie (fourniture et transport, énergie seulement) • Refléter la saisonnalité des besoins • Limiter l'impact pour les plus petits clients • Éviter les chocs tarifaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Hausser 2 fois plus le prix de la 2^e tranche d'énergie que celui de la 1^{re} tranche 	<ul style="list-style-type: none"> • La hausse du prix de la 2^e tranche est près de 3 fois plus élevée que celle du prix de la 1^{re} tranche sur la période • Baisse du prix de la 1^{re} tranche et gel du prix de la 2^e tranche lors des baisses tarifaires de 2011 et 2012 • Ratio des prix d'énergie : de 1,26 en 2005 à 1,51 en 2015 • Évolution du prix de la 2^e tranche supérieure à l'inflation sur la période • Le prix de la 2^e 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) • Le prix du chauffage électrique se rapproche du prix du gaz naturel <ul style="list-style-type: none"> • 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) • 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)

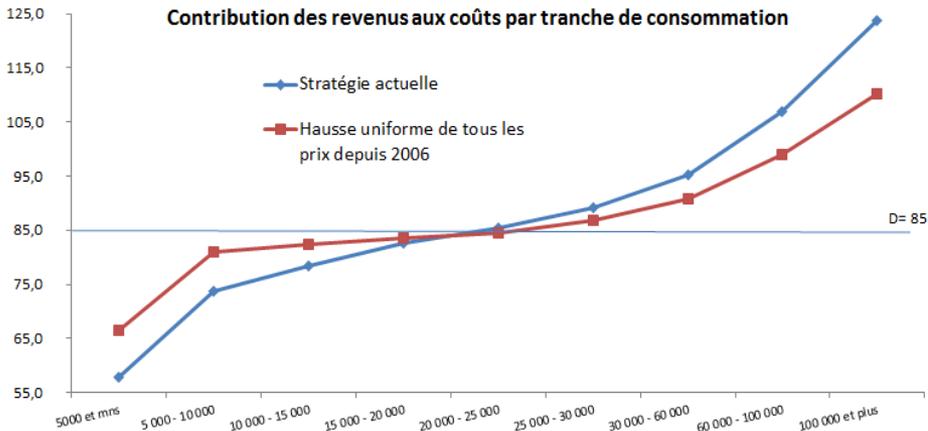
5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)

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

5. Bilan de la stratégie tarifaire actuelle (suite)



Contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation



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^{re} tranche)
- Impacts plus importants pour les plus gros clients, notamment les clients en puissance (hausse plus rapide en 2^e 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^e 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^e 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^e 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^e 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^e tranche?

- **Hausse en totalité en 2^e tranche**

- Accélérer la progression de prix de la 2^e 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^e tranche (au-delà de 80 kWh/jour)**

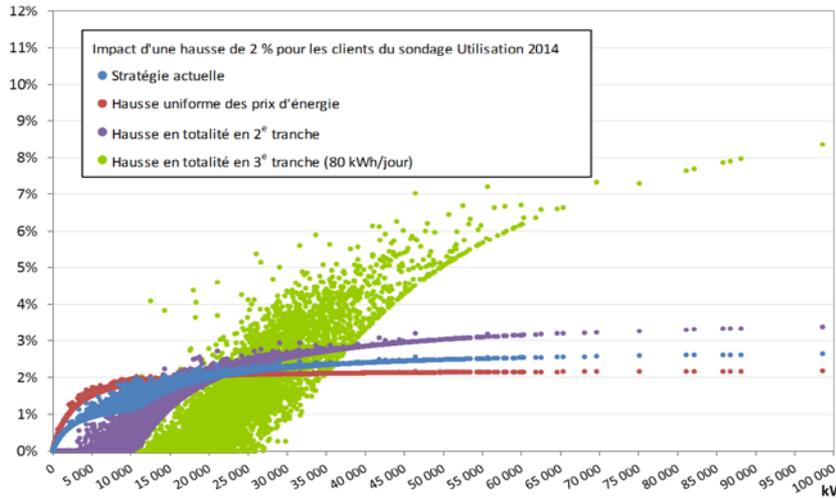
- Introduire une 3^e tranche et accélérer sa progression pour s'approcher du coût évité de long terme
- Réduire la surconsommation d'électricité (propos de la Commission d'examen sur la fiscalité québécoise)
- Faire payer davantage les plus grands clients
- Favoriser davantage l'efficacité énergétique

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

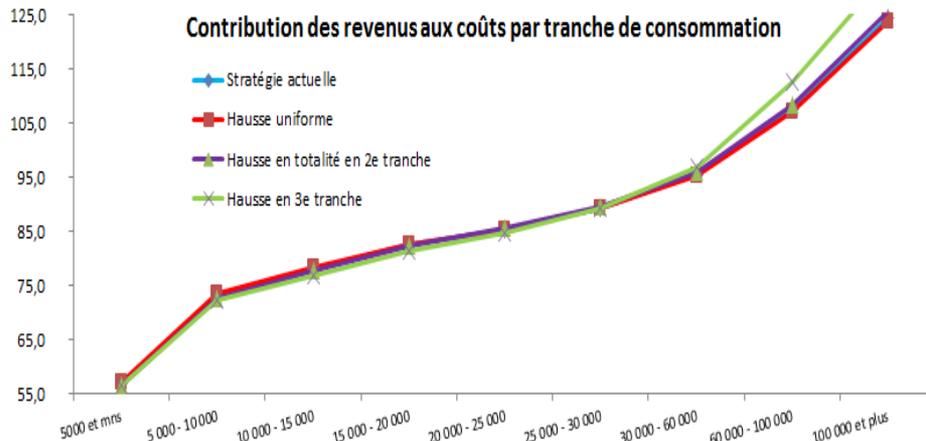
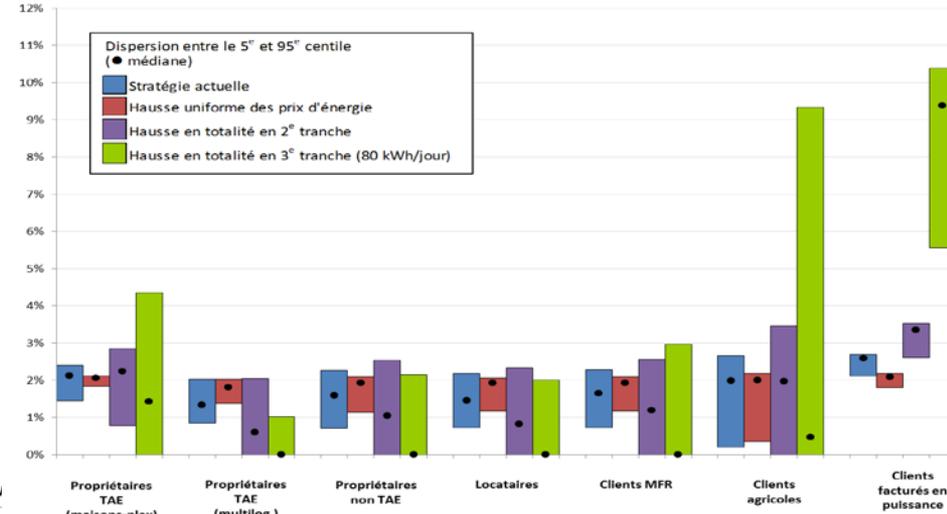
Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2 %- Scénarios sur les prix d'énergie			
		Stratégie actuelle	Hausse uniforme des prix d'énergie	Hausse en totalité en 2 ^e tranche	Hausse en totalité en 3 ^e tranche (80 kWh/jour)
Redevance (¢/jour) <i>hausse</i>	40,64¢	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%	40,64¢ 0,0%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

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

Hausse de 2 %



Hausse de 2 %



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^e tranche** : gel de la facture pour les clients qui consomment uniquement en 1^{re} tranche et impact plus élevé pour les plus grands clients
- **Tout en 3^e tranche** : Gel de la facture pour les clients qui ne consomment jamais en 3^e 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^e 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^e 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**

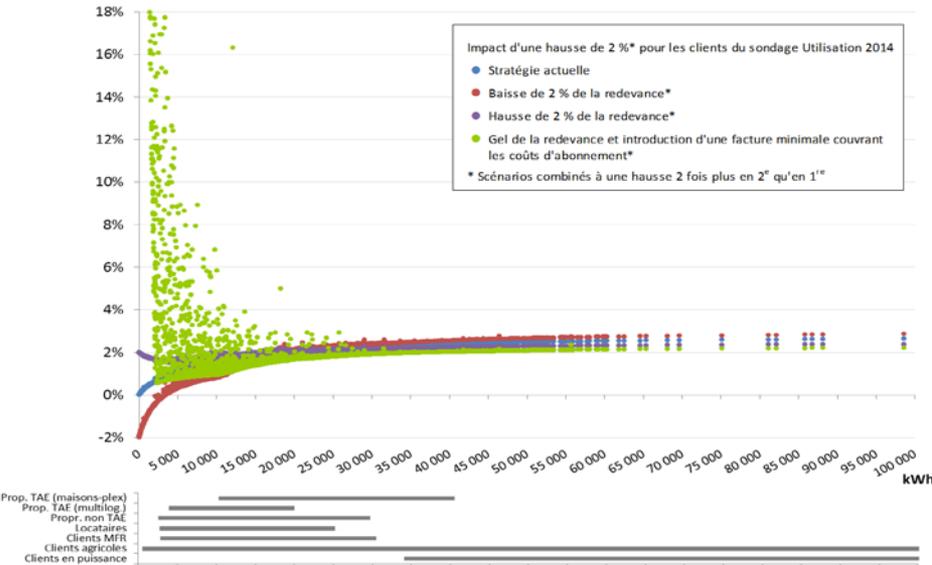
- Permet de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits clients, notamment les autoproducteurs (pratiquement aucune consommation)
- Peu ou pas d'impact pour les petits clients qui consomment
- Envisagé par BC Hydro

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

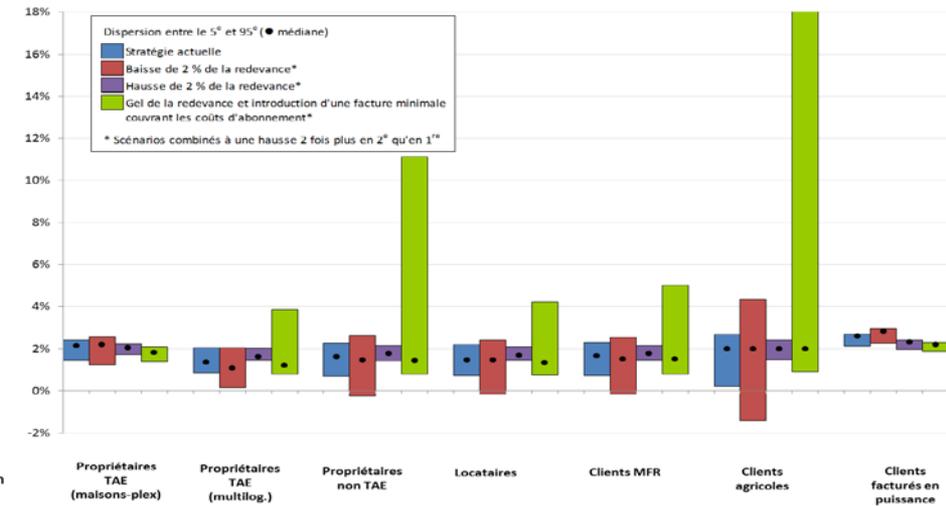
Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2 % - Scénarios sur la redevance			
		Stratégie actuelle	Baisse de 2% de la redevance	Hausse de 2% de la redevance	Gel de la redevance et facture minimale couvrant les coûts d'abonnement
Redevance (¢/jour) <i>hausse</i>	40,64¢	40,64¢ 0,0%	39,83¢ -2,0%	41,45¢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

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

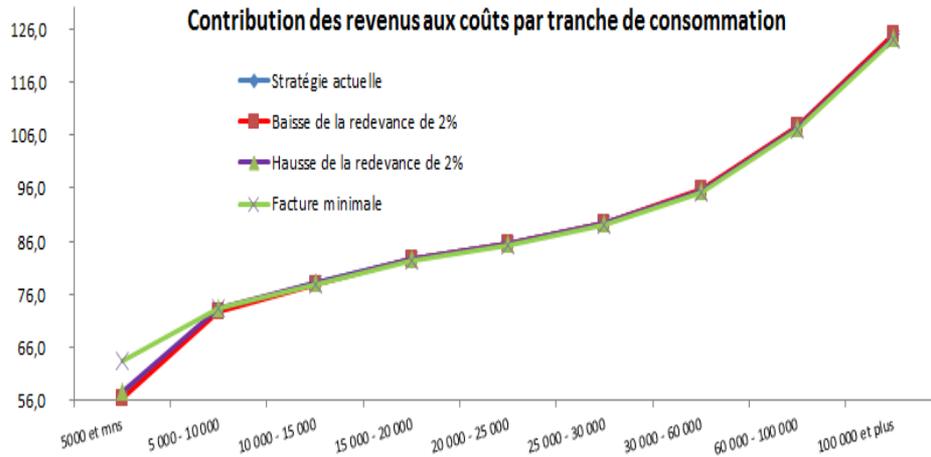
Hausse de 2 %



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 ?

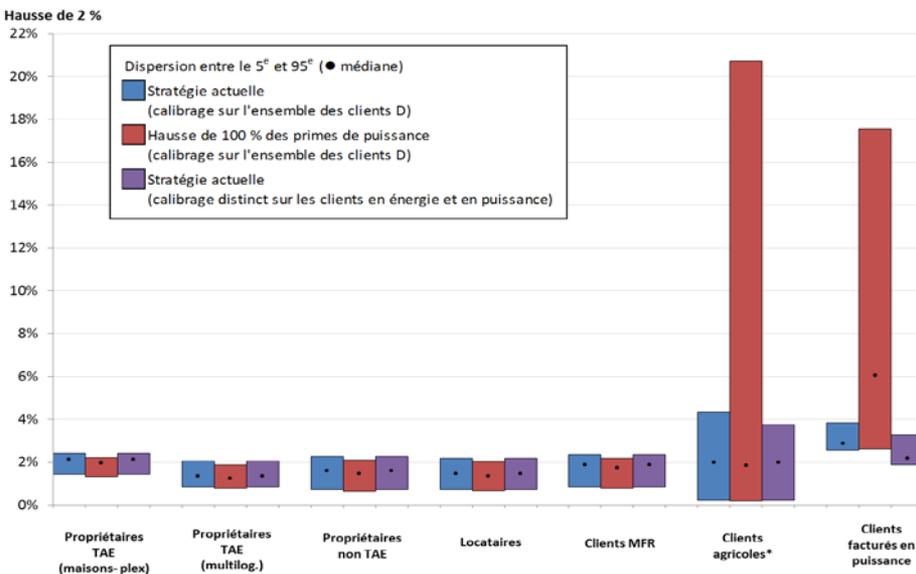
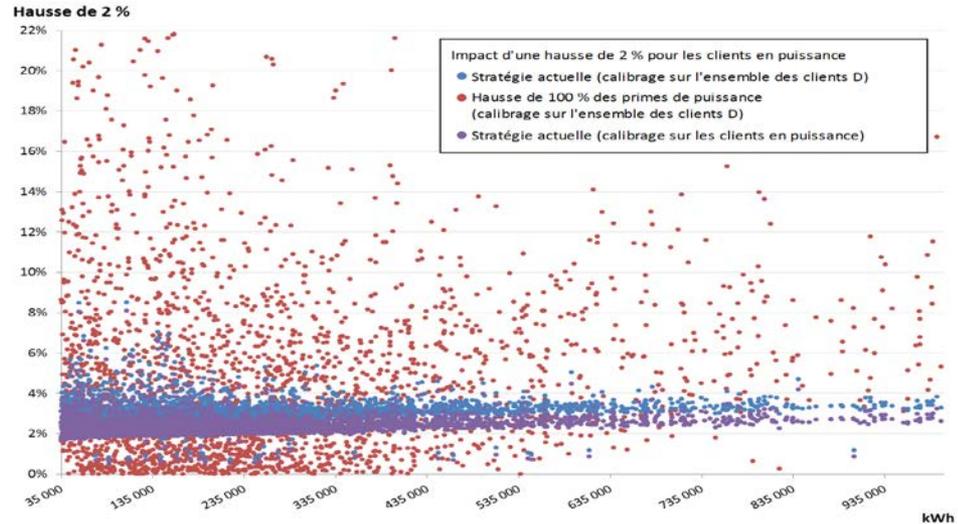
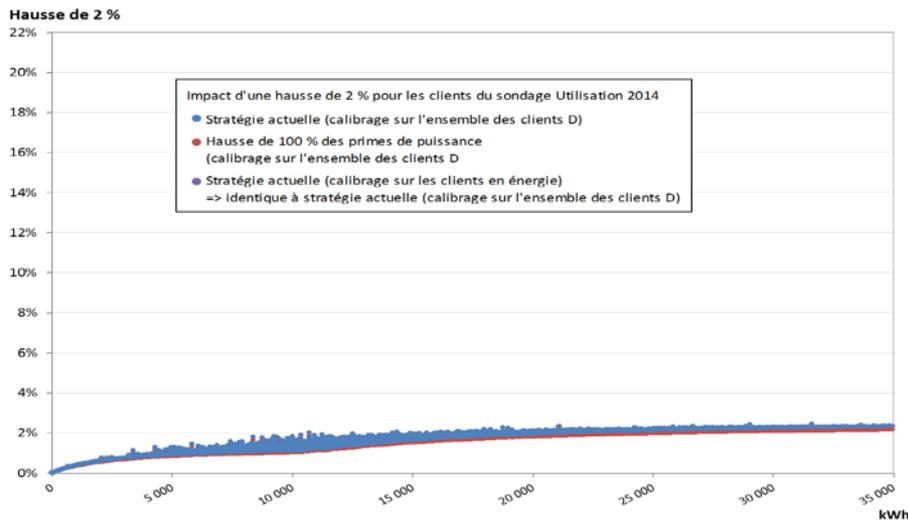
- **Introduction d'un tarif D2 pour les clients de plus de 50 kW**

- 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 ^{er} 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 ^e qu'en 1 ^{re}	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 ^{re} 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 ^e 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)



* 95^e centile des clients agricoles facturés en puissance

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^{er} 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^e rencontre

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

▪ Lors de la 2^e rencontre

- Présentation et discussion des analyses effectuées depuis la 1^{re} 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^{er} 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 ^{re} tranche kWh €/kWh ¹		2 ^e tranche kWh €/kWh ¹		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 période médiane 15,910 période de pointe 18,510	- - - - - -	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 Tous 12,370	- - - -	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 période médiane 15,636 période de pointe 18,236	- - - - - -	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 1 500 9,01	Reste 11,27 Reste 15,48	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^{er} 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 ^{re} tranche kWh ¢/kWh ¹		2 ^e tranche kWh ¢/kWh ¹		Admissibilité au tarif résidentiel	Tarif spécifique			
Fortis Alberta, AB	Residential Service Rate 11	23,03 19%	1 tranche	Tous	10,372	-	-	Fermé aux nouveaux clients depuis 2000	Non admissible	Tarif Ferme applicable si située en milieu rural et combinée à une résidence Tarif pour irrigation offert (tarif pour séchage de grain fermé)	Non		≤ 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	Admissible À la discrétion du distributeur. La redevance et seuil de la 1re tranche sont multipliés par le nombre de logements	Admissible Si ≤ 5 HP (ajustement de la redevance) Sc. 1151, 1161 Exempt residential service applicable		Non	TDT de type horo-saisonnier (fermé)	≤ 5 kW

¹ Prix excluant les clauses d'ajustement qui s'appliquent dans certains cas

Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1^{er} avril 2015

En dollars américains.

Compagnie	Tarif	Redevance \$/mois ¹ 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 ^{re} tranche		2 ^e tranche		3 ^e tranche		4 ^e tranche		Admissibilité au tarif résidentiel	Tarifs et conditions particuliers					
					kWh	¢/kWh ¹	kWh	¢/kWh ¹	kWh	¢/kWh ¹	kWh							¢/kWh ¹	
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 Était annuel	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 Était 600 et 700	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^{er} avril 2015

En dollars américains.

Compagnie	Tarif	Redevance \$/mois ¹ 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 ^{re} tranche	2 ^e tranche	3 ^e tranche	4 ^e tranche	Admissibilité au tarif résidentiel	Tarifs et conditions particuliers								
					kWh	¢/kWh ¹	kWh	¢/kWh ¹	kWh	¢/kWh ¹	kWh	¢/kWh ¹						
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

¹ Prix excluant les clauses d'ajustement qui s'appliquent dans certains cas

Balisage des tarifs domestiques au Canada au 1^{er} avril 2015 – Liens internet

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

Balisage des tarifs domestiques au Canada au 1^{er} avril 2015 – Liens internet

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

Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1^{er} avril 2015 – Liens internet

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

Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1^{er} avril 2015 – Liens internet

COMPAGNIE	LIEN INTERNET
Pacific Power and Light, OR	https://www.pacificpower.net/ya/kyb/dbt.html 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/Regulatory_Filings/Advice_13_006_Docket_UE_263/03-01-13_Direct_Testimony_and_Exhibits/Joelle_R_Steward/exhibits/Exhibit_PAC_1201.pdf
Pacific Gas and Electric, CA	http://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_SCHS E-1.pdf http://www.pge.com/tariffs/ERS.SHTML#ERS
Seattle City Light, WA	http://www.seattle.gov/light/rates/ http://www.seattle.gov/light/rates/docs/2015/Schedule%20RSC%20-%20January%202015.pdf
Avista Utilities, WA	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_001.pdf http://www.avistautilities.com/services/energypricing/wa/elect/Pages/default.aspx
Idaho Power, ID	https://www.idahopower.com/AboutUs/RatesRegulatory/Rates/grcResidential.cfm https://www.idahopower.com/AboutUs/RatesRegulatory/Tariffs/default.cfm?state=id
Xcel, MN Minnesota Electric	http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Regulatory/Regulatory%20PDFs/rates/MN/Me_Section_5.pdf
Puget Sound Energy, WA	https://pse.com/aboutpse/Rates/Documents/elec_sch_007.pdf https://pse.com/aboutpse/Rates/Pages/Electric-Rate-Schedules.aspx?Schedule_x0020_Type=Rate%20and%20Adjusting%20Schedules

Balisage des tarifs domestiques aux États-Unis au 1^{er} avril 2015 – Liens internet

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