

Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques

2^e 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^{re} 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^e 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^e 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^{re} 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^{re} tranche (mais en-deça du 30 kWh actuel) combiné à un prix de la 1^{re} tranche très bas pour compenser l'impact d'une hausse de la redevance pour les MFR. La 2^e 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^{re} 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^e 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^e 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'efficience (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)

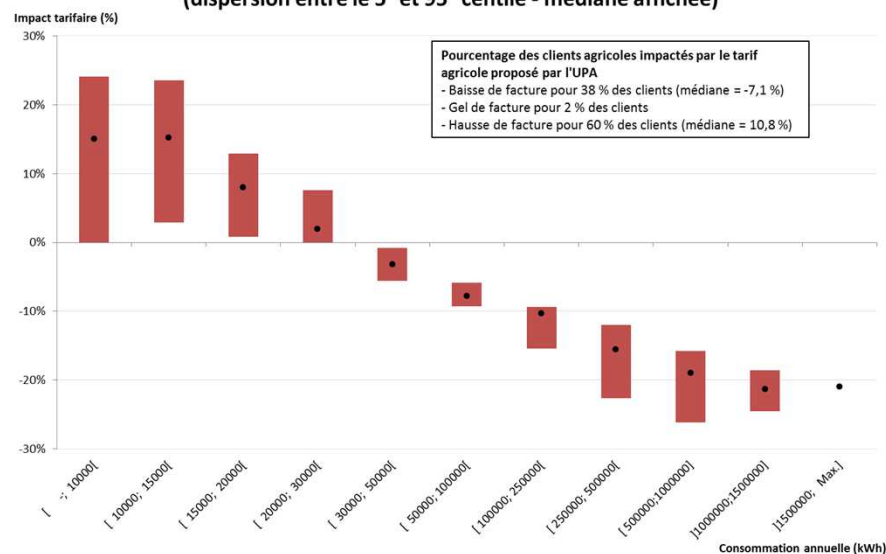
Tarif agricole

- **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^e et 95^e 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^{re} rencontre, HQD a démontré :
 - Qu'avec la stratégie actuelle, plusieurs exploitations agricoles ont subi des impacts moindres
 - Que la séparation du tarif D ($D1 \leq 50 \text{ kW}$ et $D2 > 50 \text{ kW}$) 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^e 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^e 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^e tranche à la page 44 de la présentation de la rencontre #1

- 5^e 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^{re} 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^e tranche avec seuil à 80 kWh qui en illustre l'impact a été présenté lors de la 1^{re} 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^e tranche qu'en 1^{re}) 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^{re} 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^e tranche qu'en 1^{re}) afin de maintenir le signal de prix

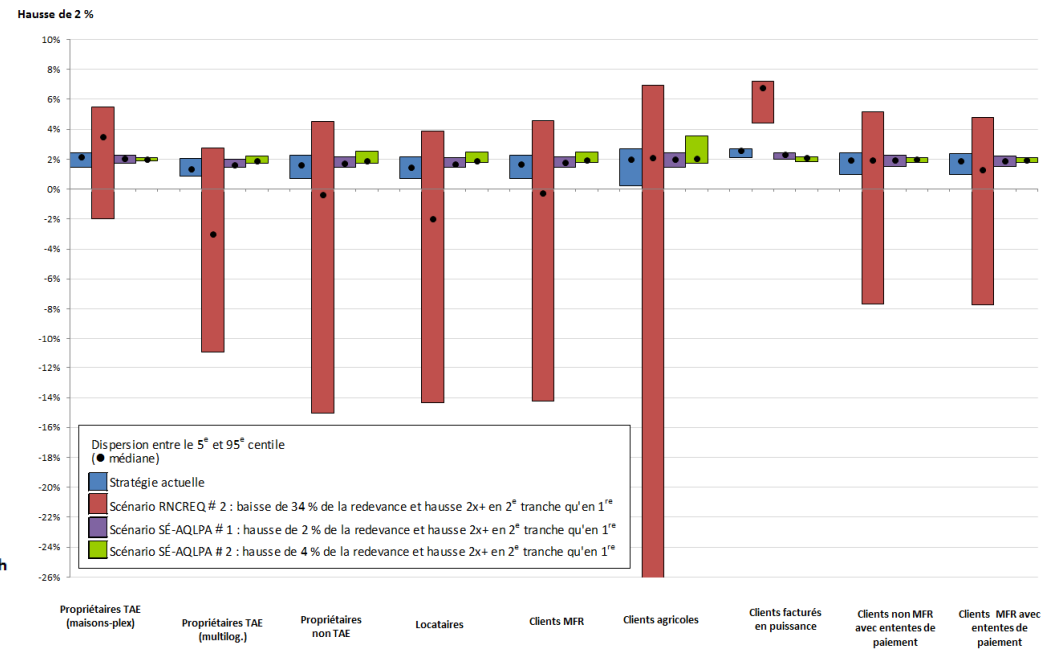
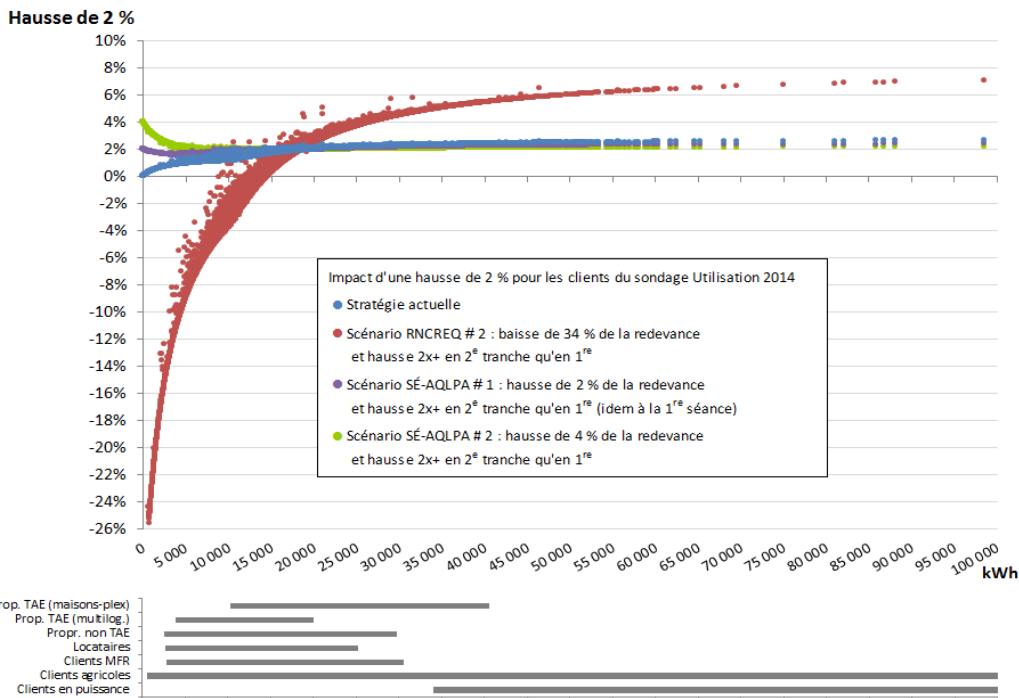
2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

Volet 1 : Structure annuelle à 2 tranches d'énergie

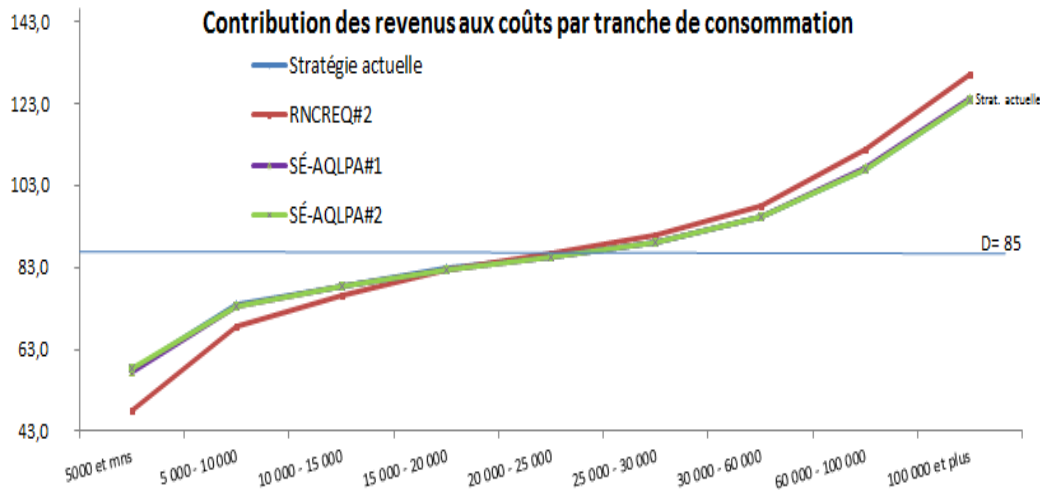
Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2 % - Structure annuelle à 2 tranches d'énergie			
		Stratégie actuelle	Scénario RNCREQ # 2	Scénario SÉ-AQLPA # 1 (idem sc. HQ red.+2 %)	Scénario SÉ-AQLPA # 2
Redevance (¢/jour)	40,64¢	40,64¢	26,82¢	41,45¢	42,27¢
<i>hausse</i>		0,0%	-34,0%	2,0%	4,0%
Énergie - 1 ^{re} 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 ^e 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)

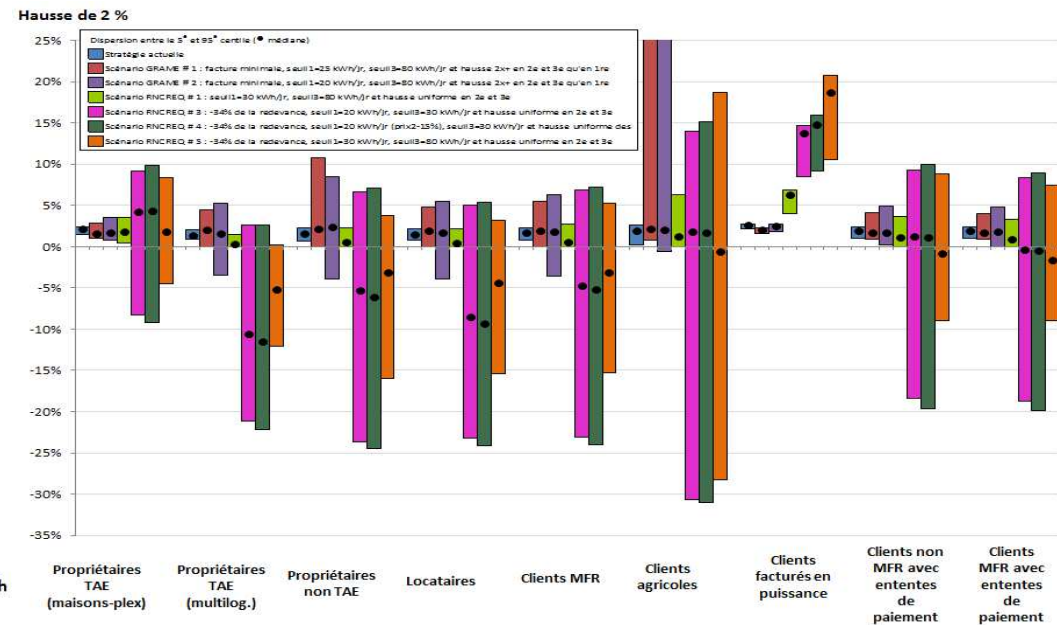
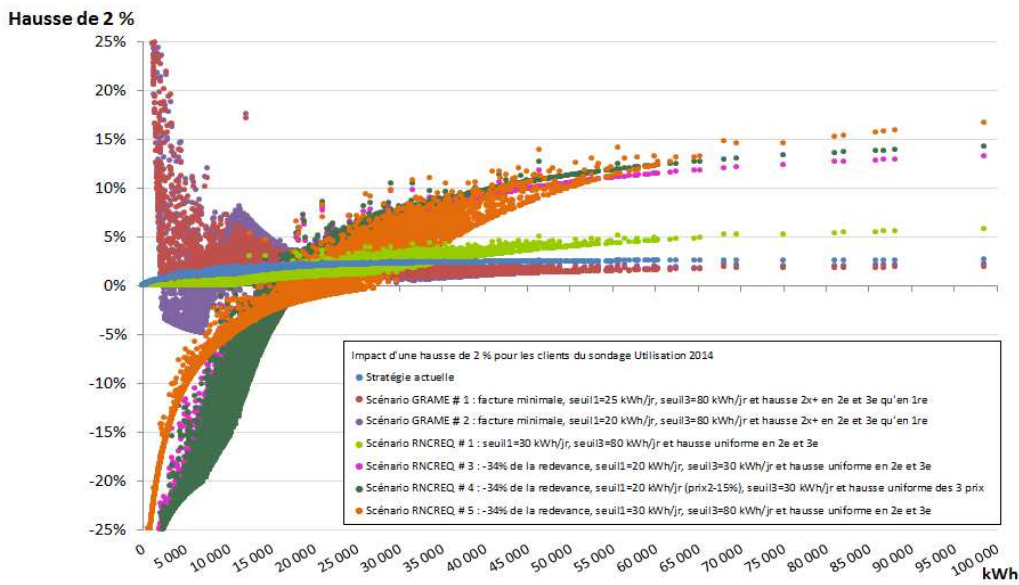
ALIMENTER
L'AVENIR

Volet 2 : Structure annuelle à 3 tranches d'énergie

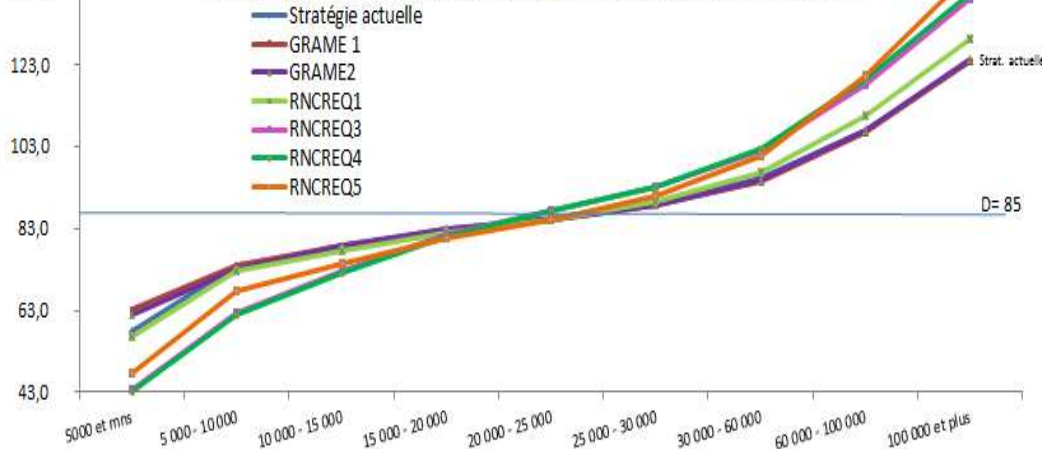
Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2 % - Structure annuelle à 3 tranches d'énergie													
		Stratégie actuelle		Scénario GRAMÉ # 1		Scénario GRAMÉ # 2		Scénario RNCREQ # 1		Scénario RNCREQ # 3		Scénario RNCREQ # 4		Scénario RNCREQ # 5	
		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil		seuil	
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 ^{re} 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 ^e 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 ^e 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^{re} 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^e 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^{re} tranche en hiver

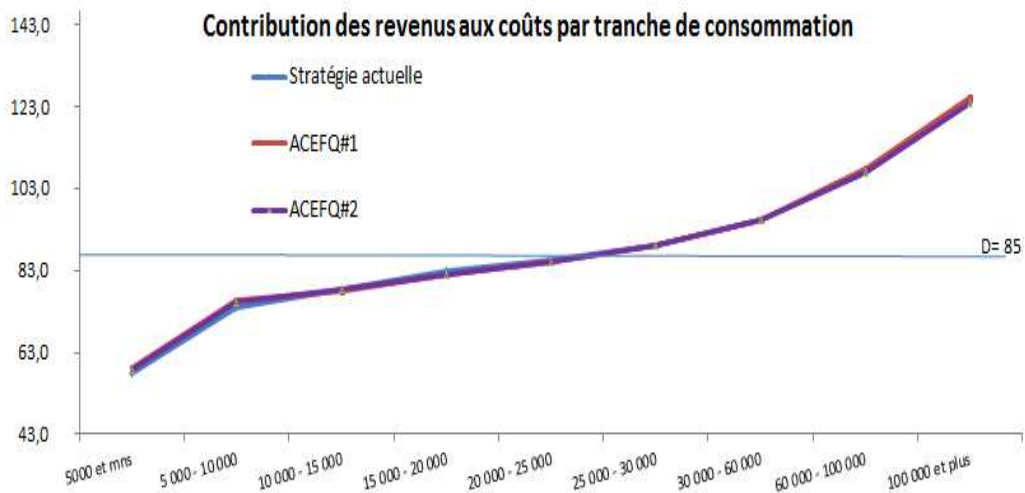
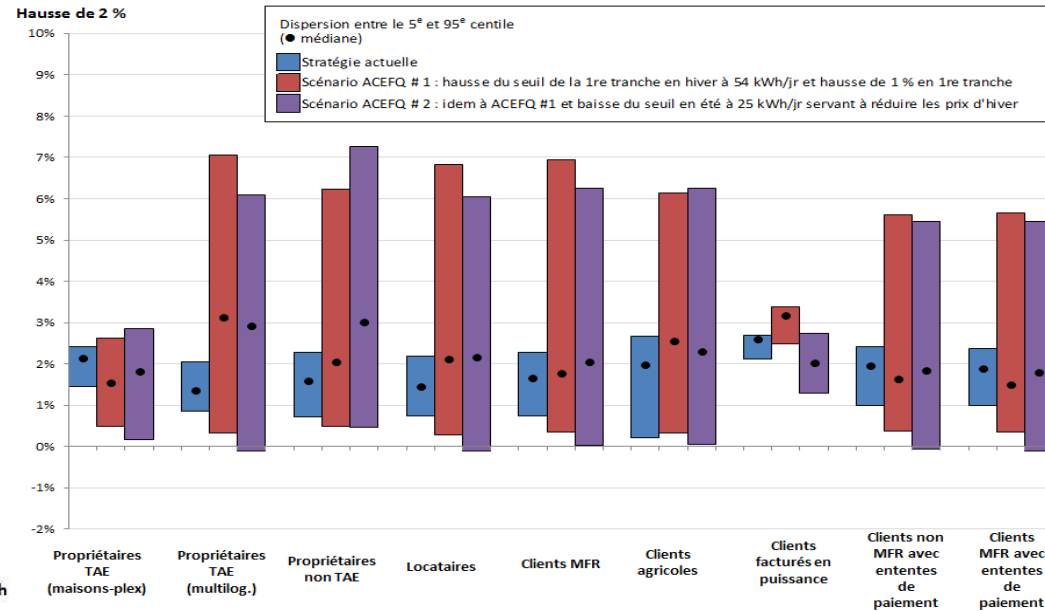
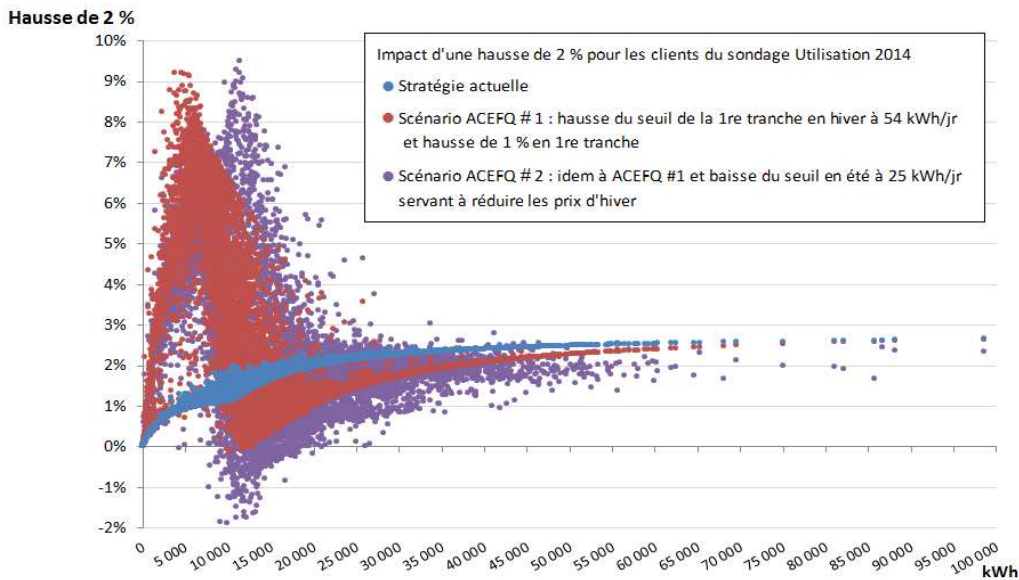
2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

Volet 3 : Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie

Composantes	Prix 1 ^{er} 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%
ÉTÉ							
Énergie - 1 ^{re} 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 ^e tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	> 30	8,91¢	> 25	8,89¢
<i>hausse</i>			2,8%		3,6%		3,4%
HIVER							
Énergie - 1 ^{re} 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 ^e 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^e 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)

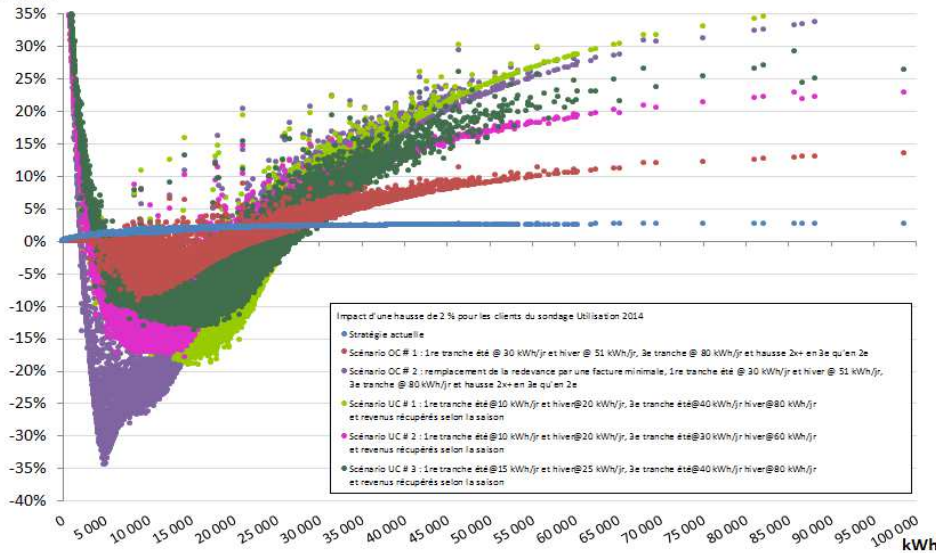
Volet 4 : Structure saisonnière à 3 tranches d'énergie

Composantes	Prix 1 ^{er} 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>							-						
ÉTÉ													
Énergie - 1 ^{re} 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 ^e 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 ^e 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%
HIVER													
Énergie - 1 ^{re} 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 ^e 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 ^e 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%

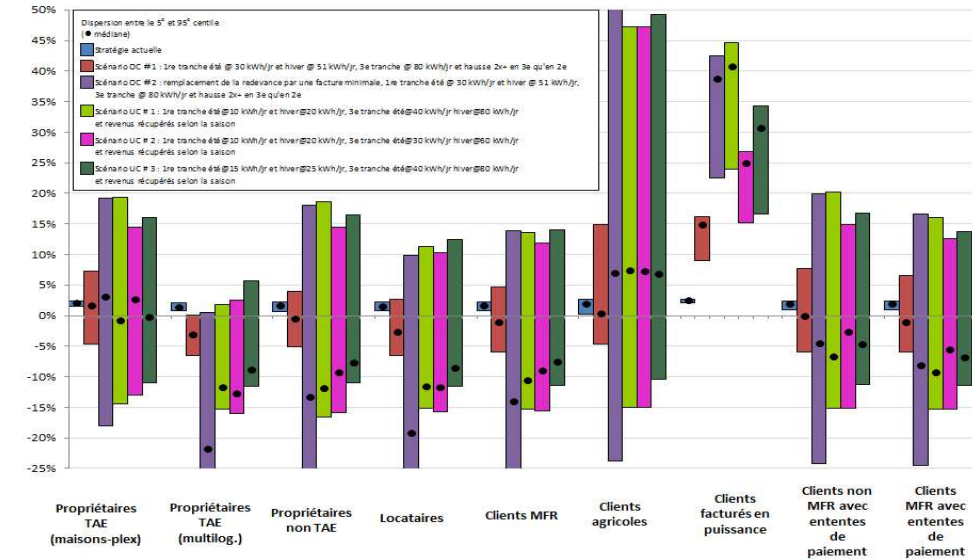
2. Scénarios proposés par les intervenants (suite)

ALIMENTER
L'AVENIR

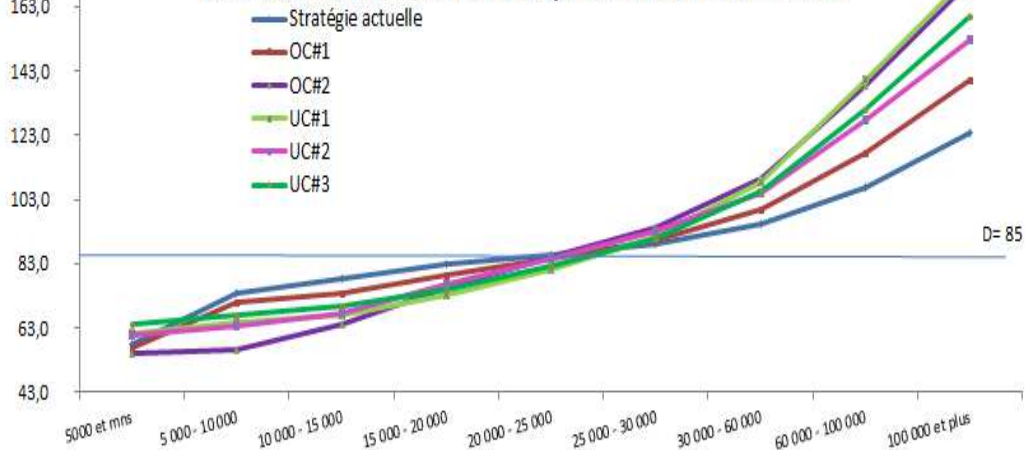
Hausse de 2 %



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	Tarifification pointe critique	D1 / D2
Amélioration du signal de prix	<p>Quelles grandes préoccupations semblent faire consensus?</p> <p>Quelle est la stratégie qui répond le mieux au consensus?</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)

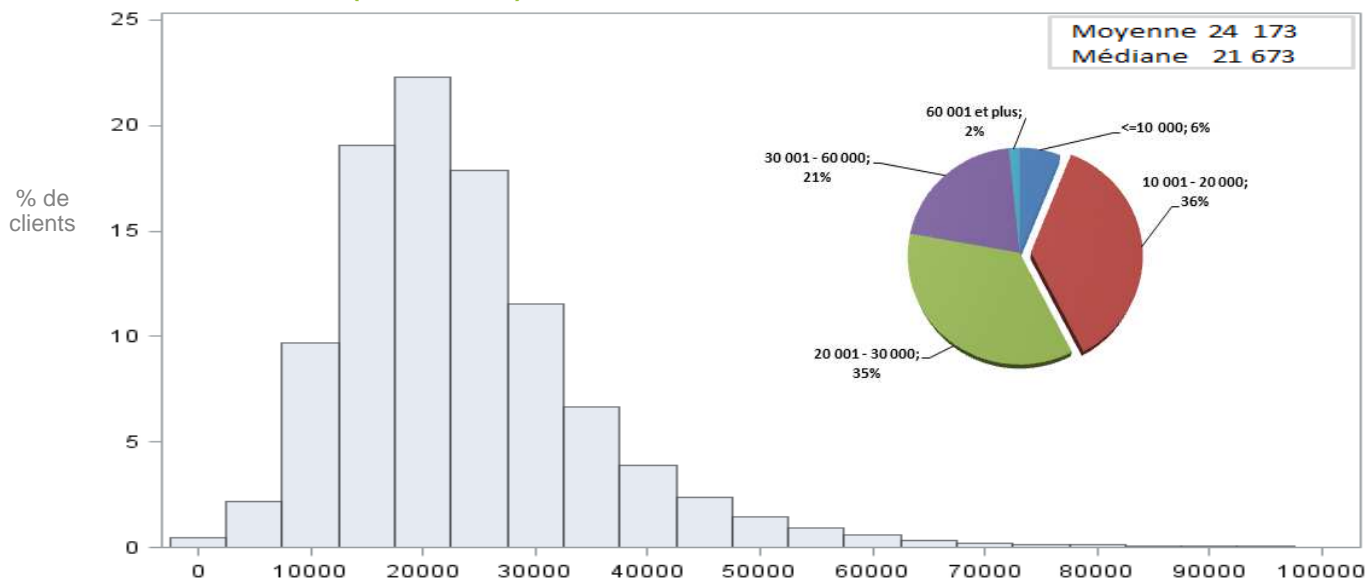
- Le présent exercice permet une compréhension des enjeux de la tarification au secteur domestique et d'apprécier les impacts de différents scénarios
- Dans la mesure où il n'est pas possible de statuer à ce moment-ci sur une stratégie qui rejoint l'ensemble des préoccupations des intervenants, dans 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

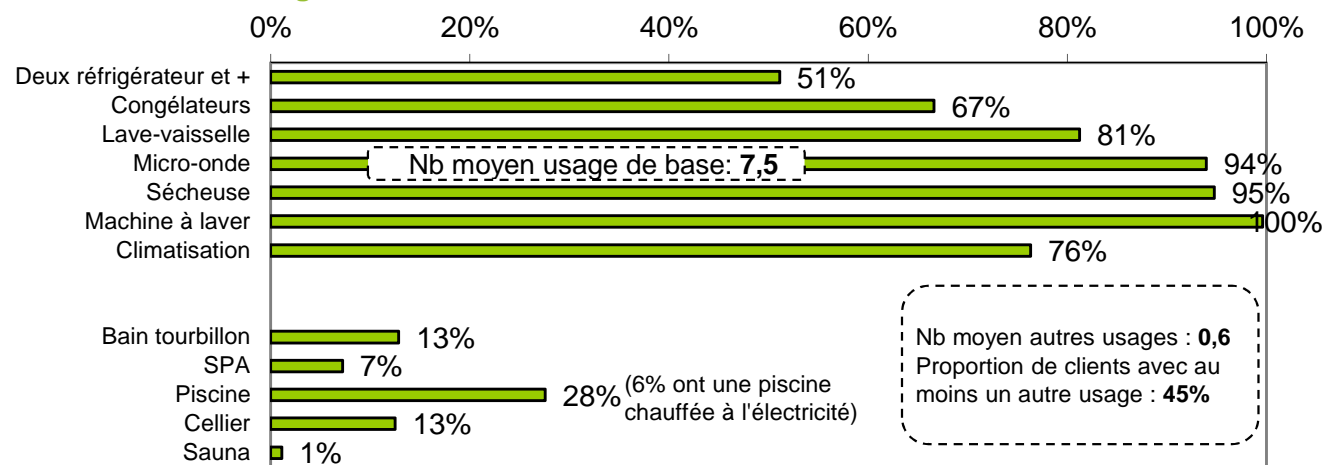
Consommation (kWh/année)



Profil des clients

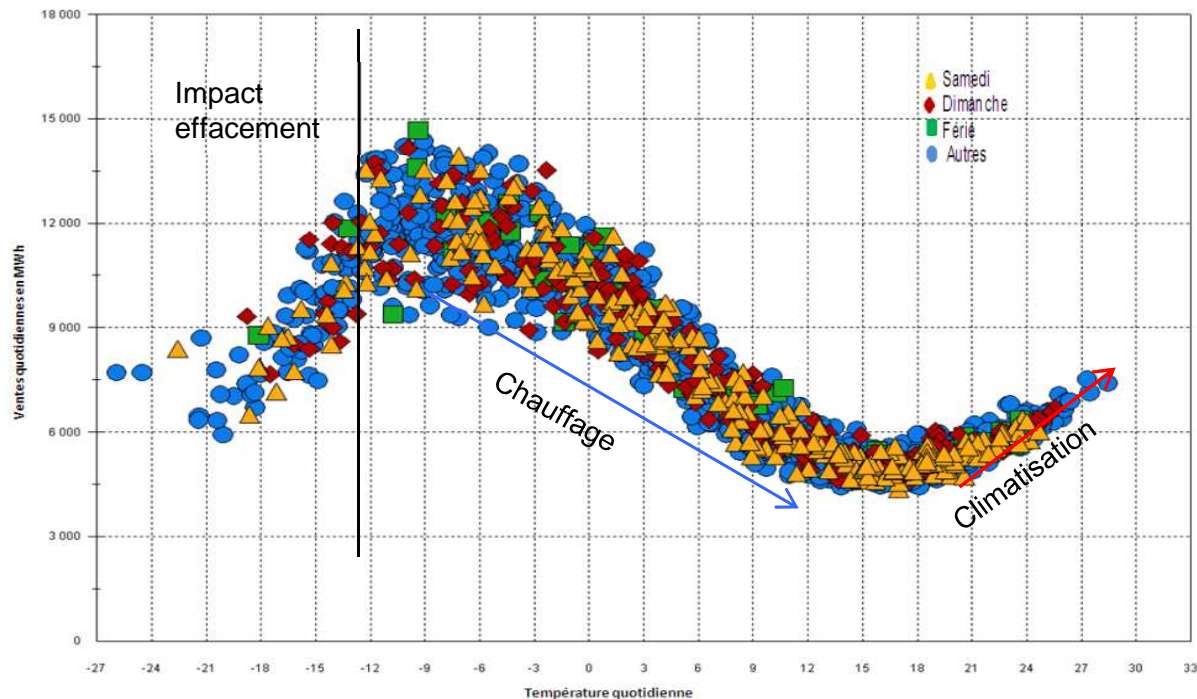
- 121 249 abonnements au tarif DT en 2014
- Prédominance des maisons unifamiliales (90 %)
- Prédominance des propriétaires (92 %)
- Consommation moyenne d'environ 24 000 kWh et supérieure à 20 000 kWh pour 58 % des clients
- Ratio hiver/été de 1,8
- Environ 85% des clients ont un système biénergie électricité-mazout
- 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 pi²

Diffusion des usages



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

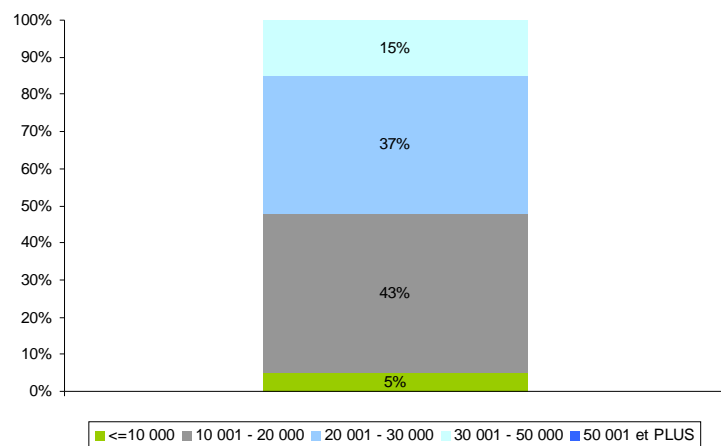
4.2 Attentes des clients

- 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

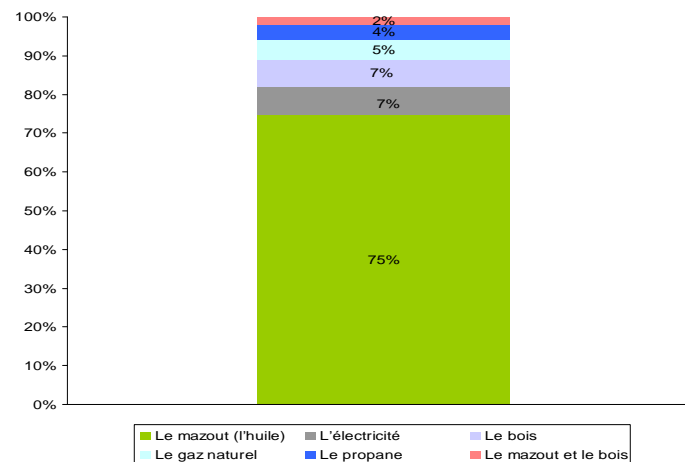
4.2 Attentes des clients (suite)

Quelques caractéristiques des clients sondés

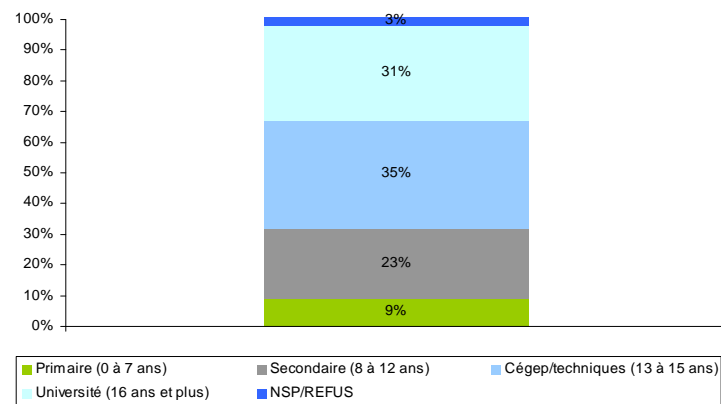
Consommation annuelle en kWh (2014)



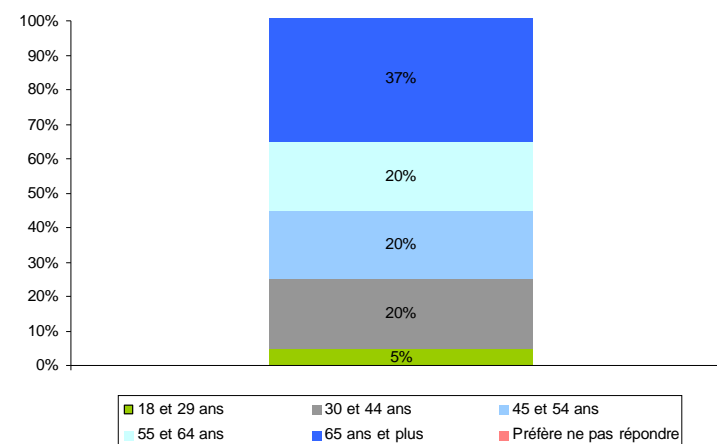
Principale source d'énergie utilisée en période haut tarif



Niveau de scolarité



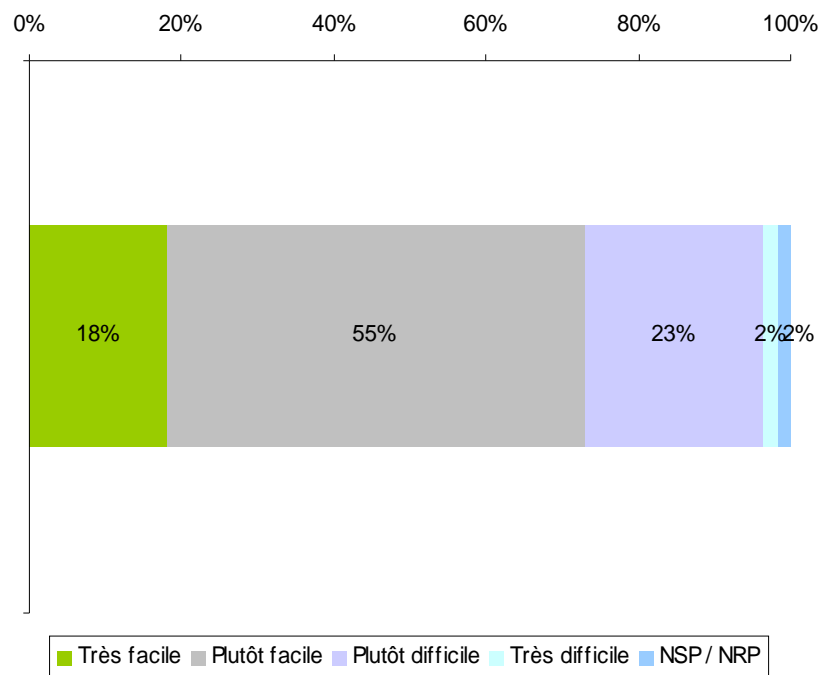
Âge du répondant



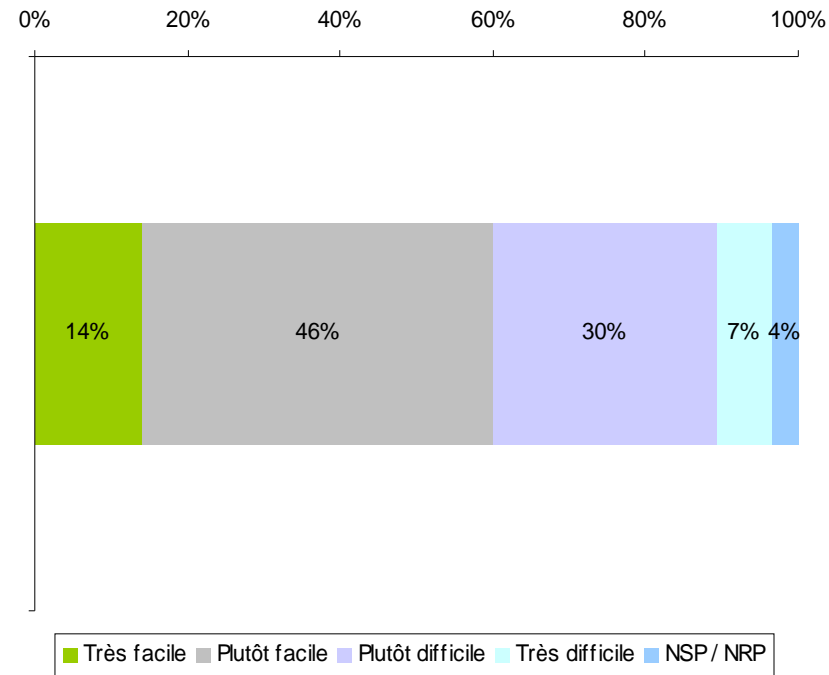
4.2 Attentes des clients (suite)

Compréhension de la facture et de la tarification

Facilité à comprendre la facture



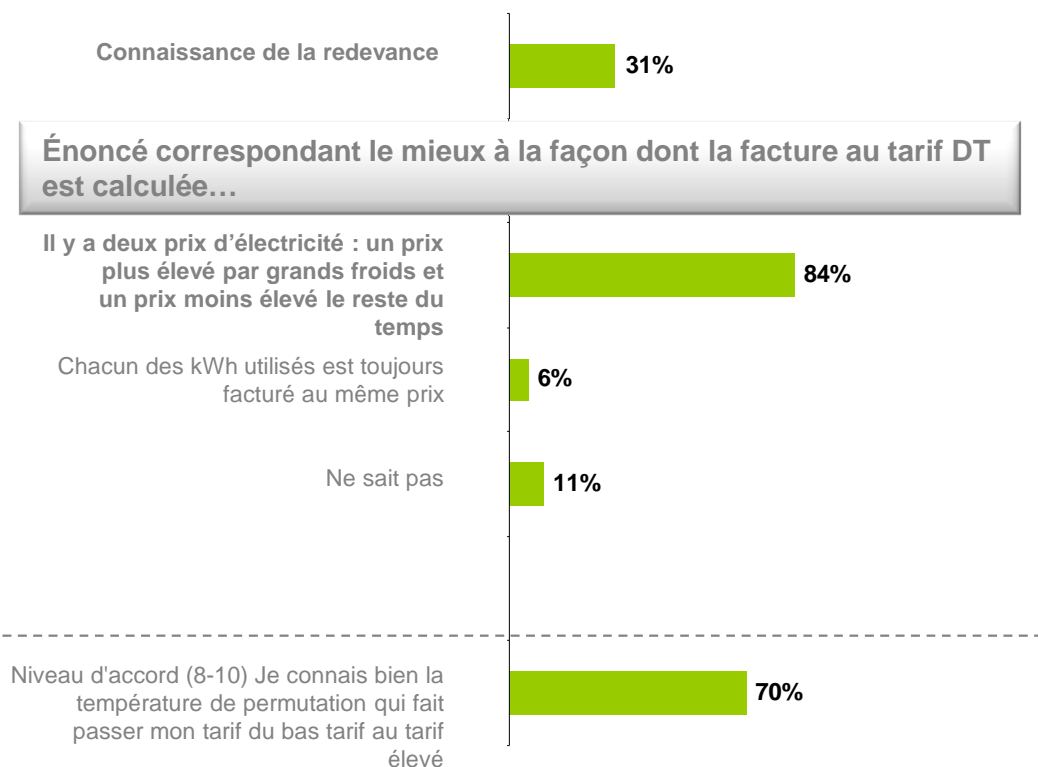
Facilité à comprendre la tarification



- **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)

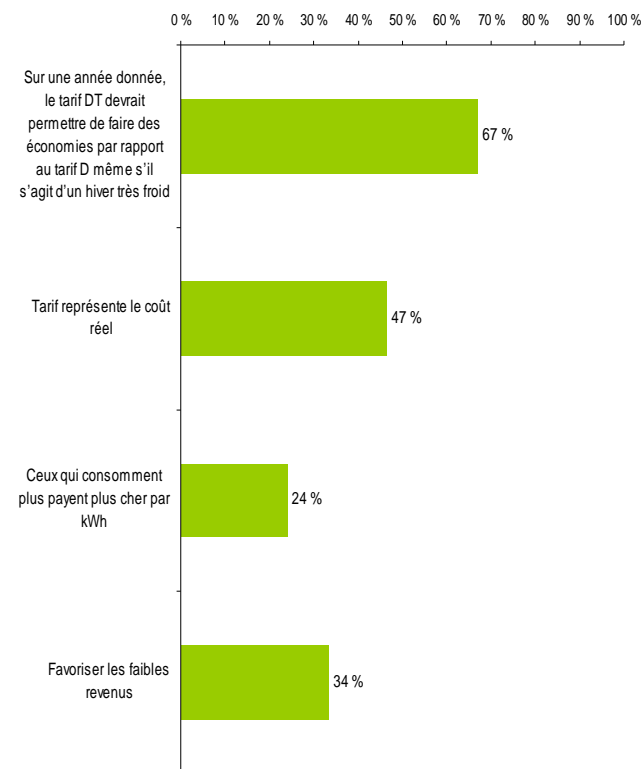
Connaissance de la structure du tarif DT



- 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)

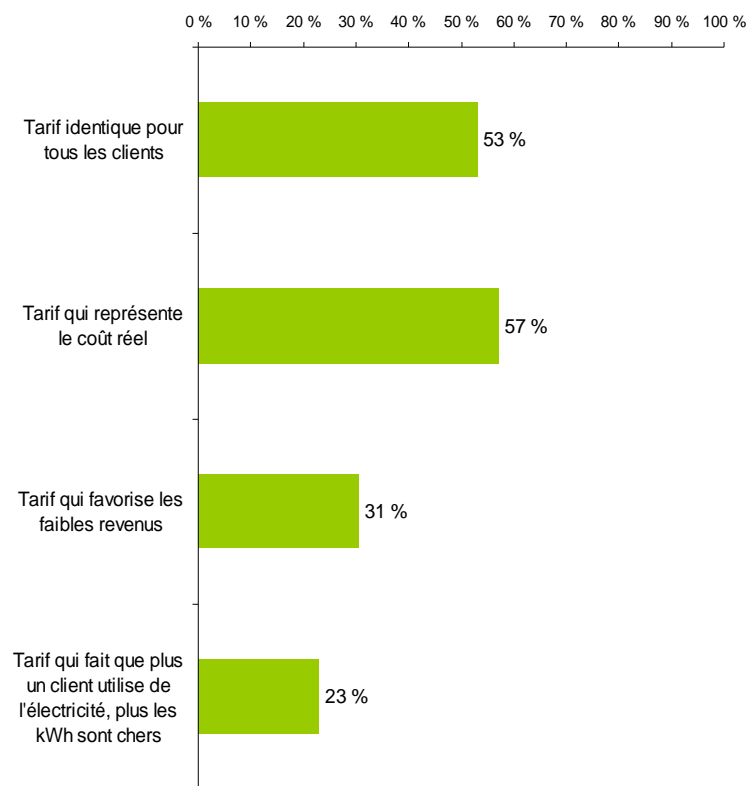


- Le seul énoncé qui génère un certain niveau d'accord est celui selon lequel le tarif DT devrait permettre de faire des économies par rapport au tarif D même s'il s'agit d'un hiver très froid
- Niveau de désaccord (note de 1 à 4) élevé à l'égard des énoncés qui mentionnent que ceux qui consomment plus 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

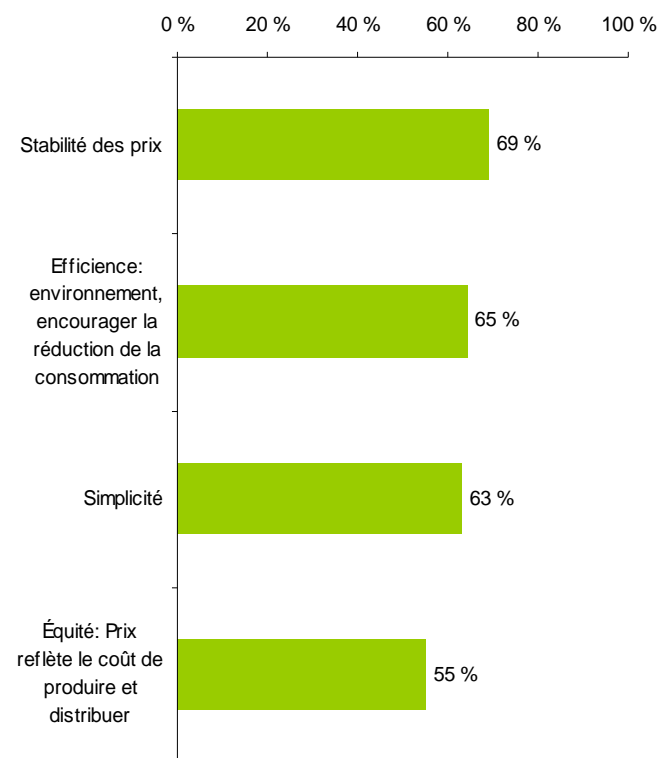
(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- **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

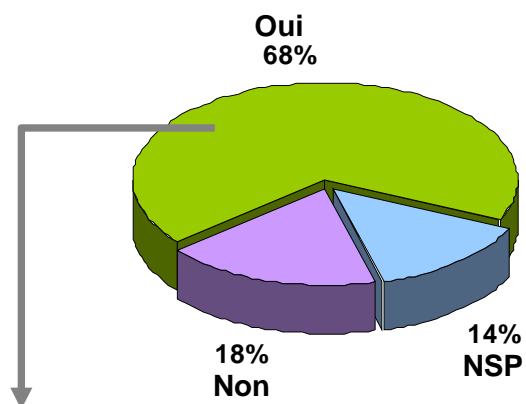
(Niveau d'accord: note de 8 à 10 sur une échelle de 10)



- **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.**

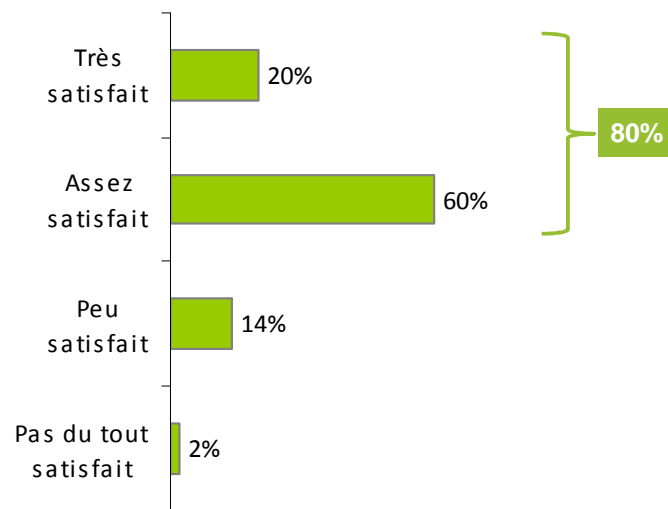
4.2 Attentes des clients (suite)

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

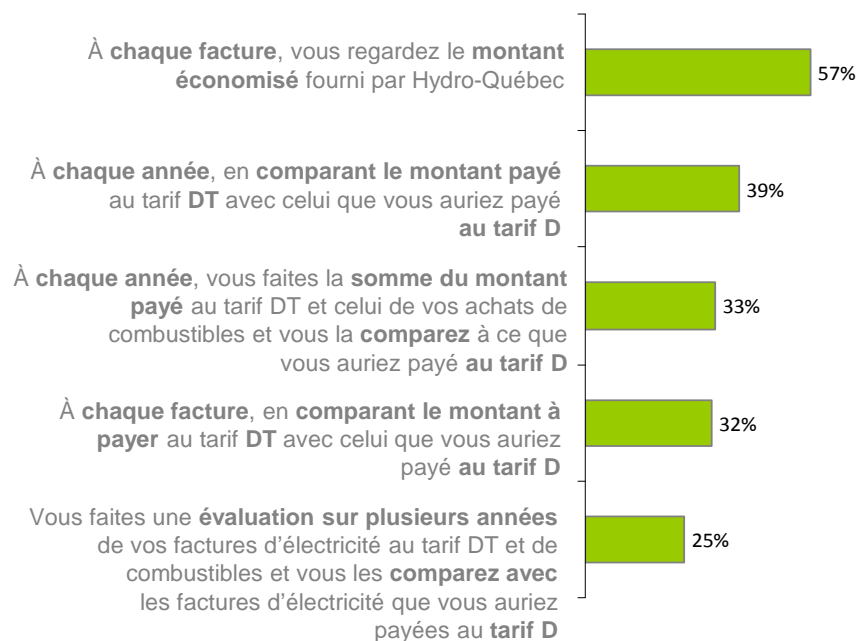


- La plupart des clients DT (80 %) disent être satisfaits de leurs économies au tarif DT. Un répondant sur cinq dit être très satisfait (20 %) et 60 % sont assez satisfaits.

4.2 Attentes des clients (suite)

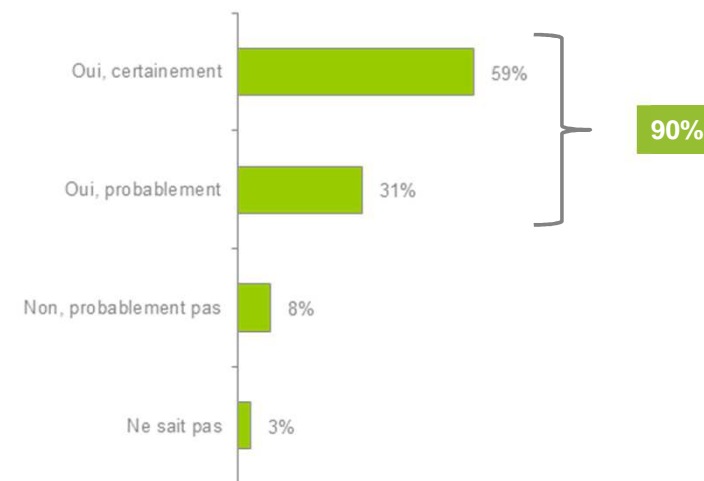
Évaluation des économies réalisées au tarif DT

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 %).

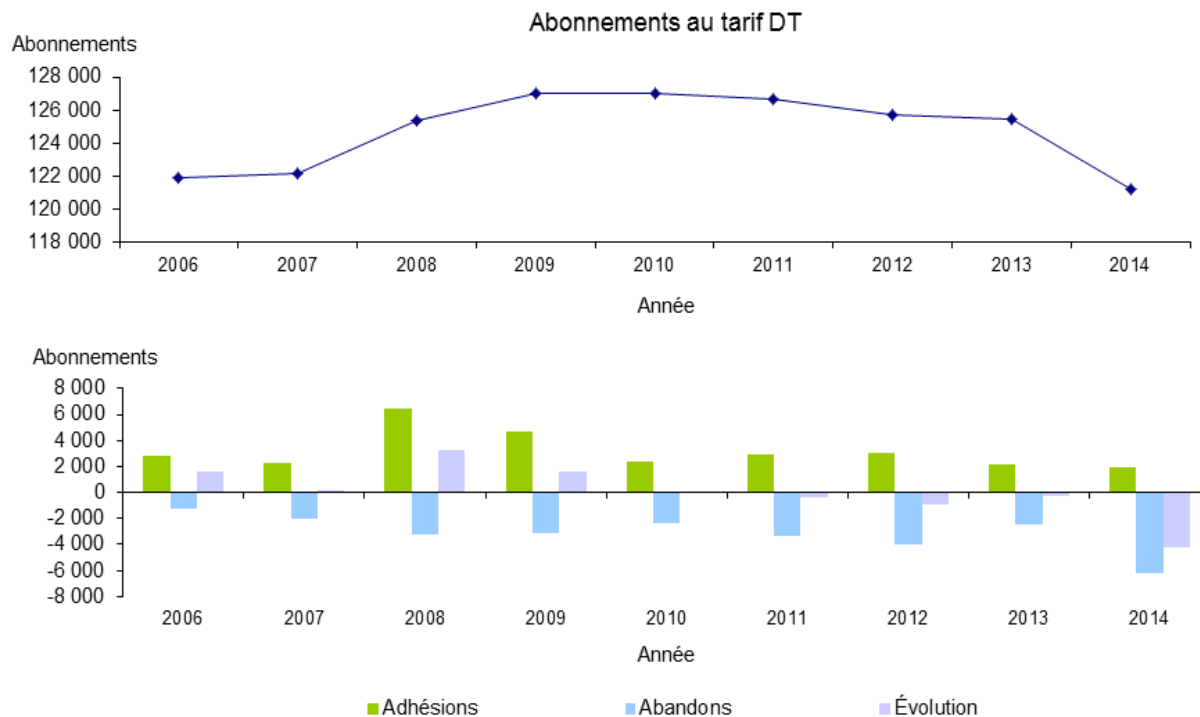
Intention de demeurer au tarif DT au cours des prochaines années



- 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
- 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 :

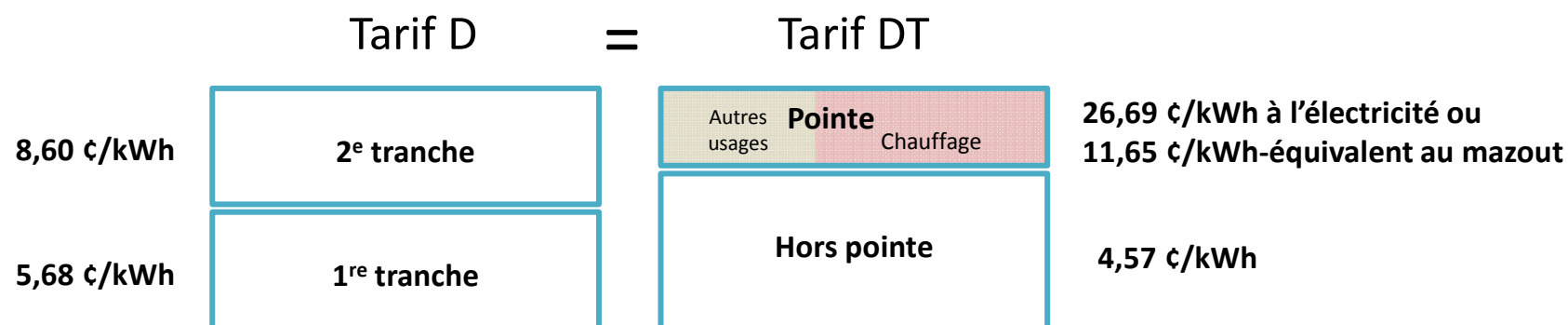
Fixer des conditions tarifaires favorables pour les 3 principaux acteurs

- 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

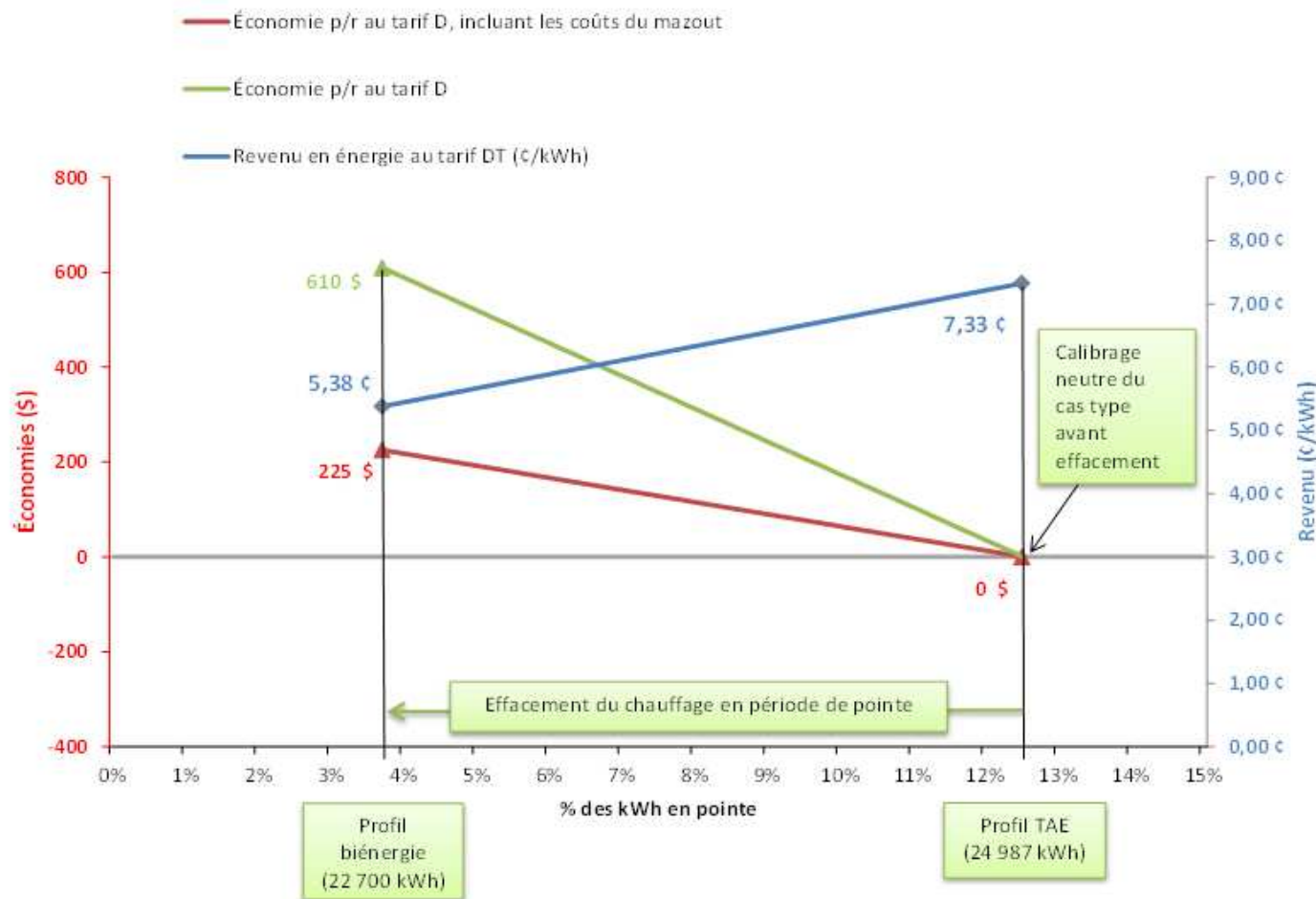
- Sur la base d'un cas type : Résidence unifamiliale moyenne (158 m²) située à Montréal
- Normale climatique ajustée pour le réchauffement climatique
 - La mise à jour annuelle de la normale climatique réduit les besoins de chauffage de même que la proportion des kWh en pointe du cas type
- Neutralité 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

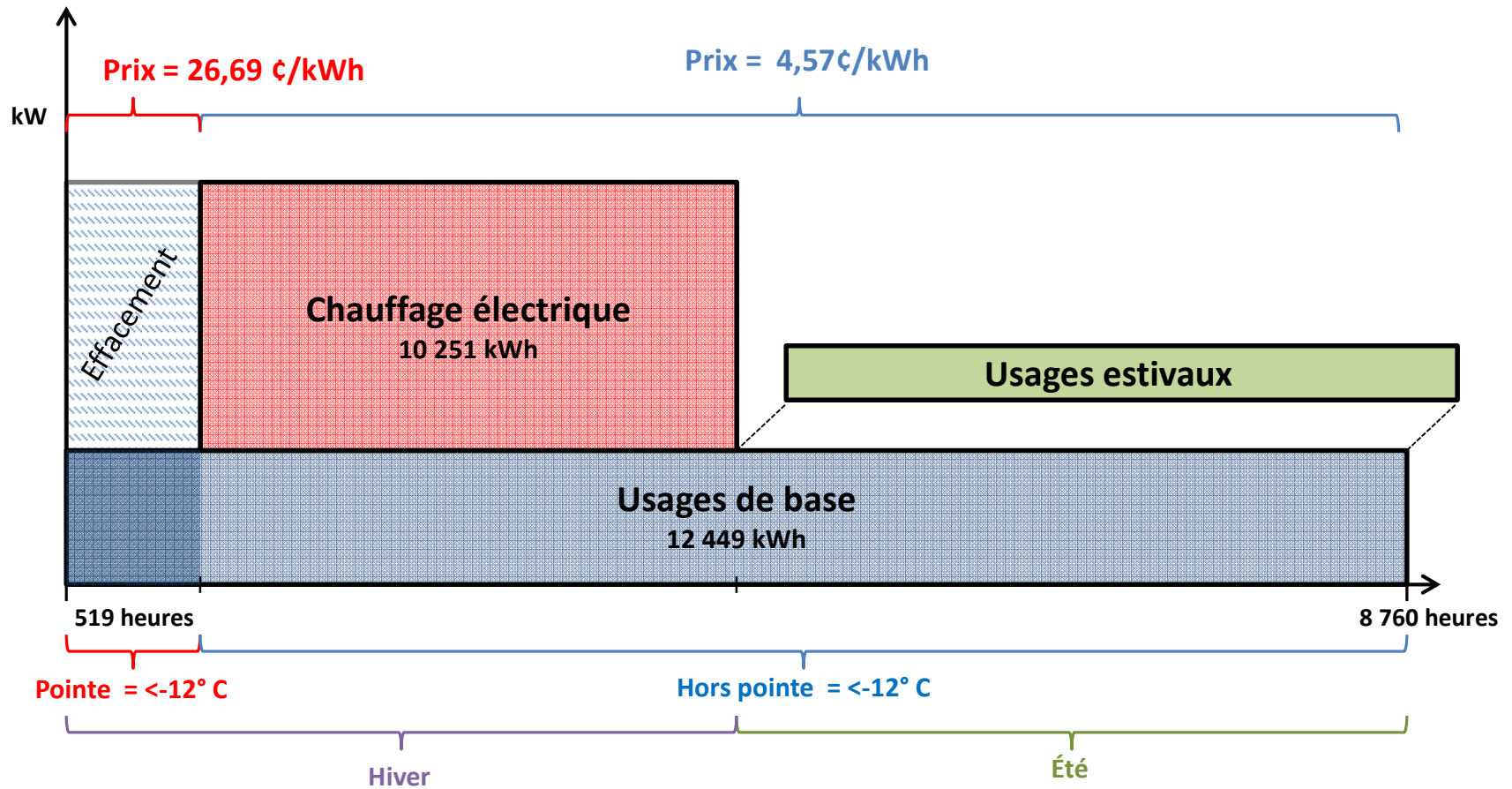


Cas type après effacement

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

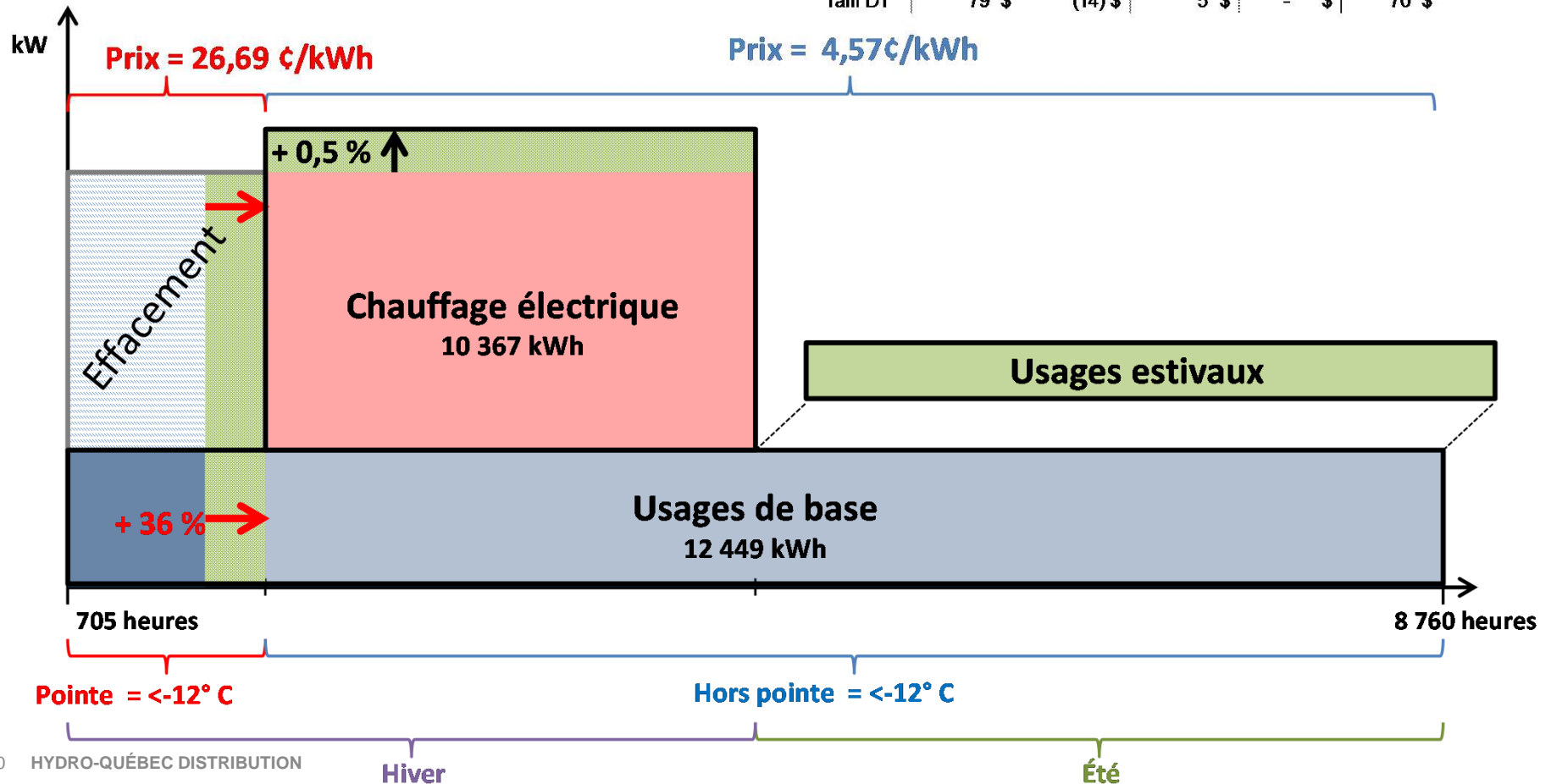
Impact de l'hiver froid 2014 sur le cas type

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

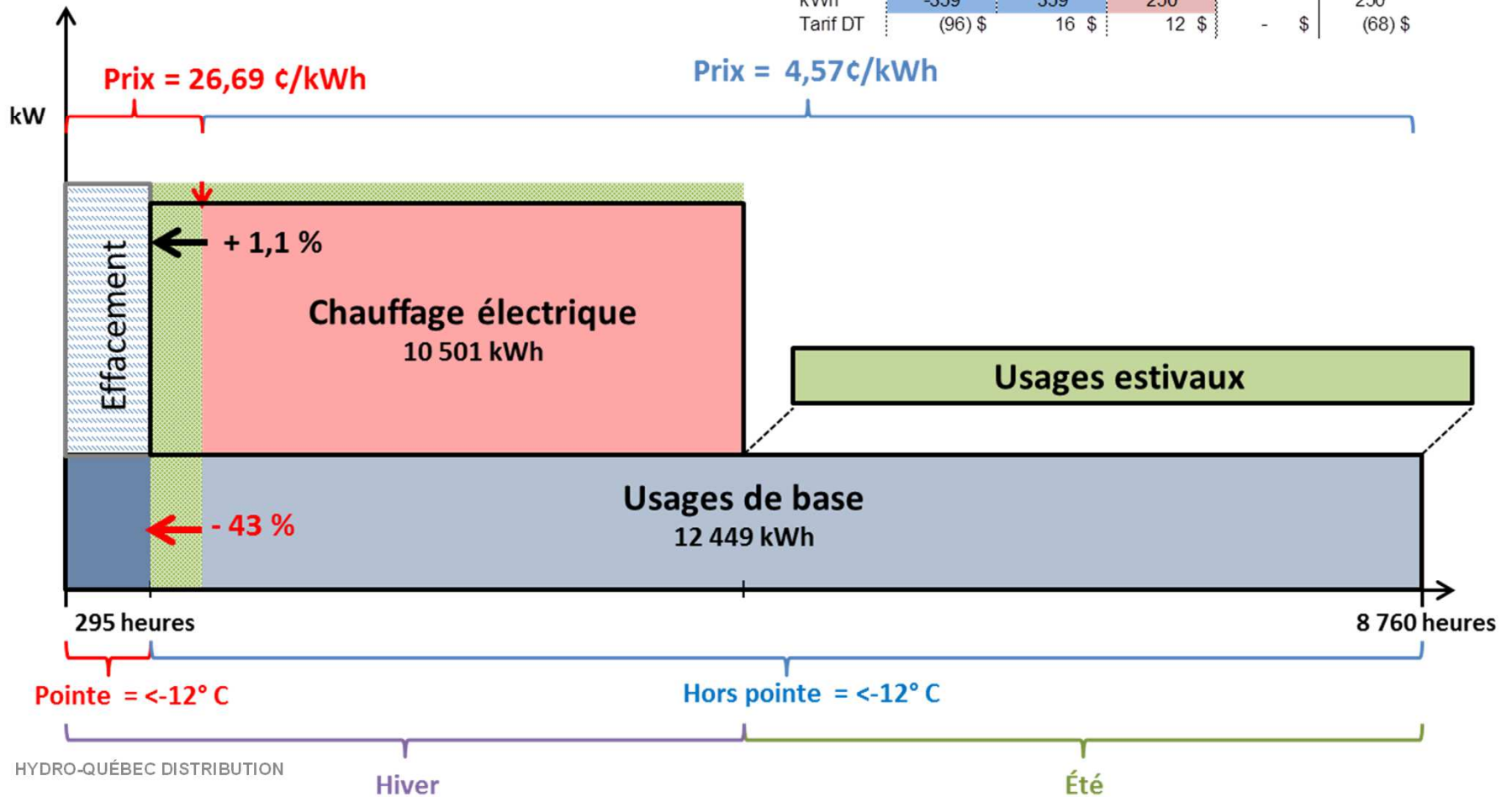
Diminution :

- 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 \$
Écart	↔			
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	
Rentabilité du client biénergie - effacement complet	3 457 \$	3 974 \$	6 893 \$	3 965 \$
Rentabilité du Distributeur - effacement complet	3 888 \$	3 437 \$	899 \$	3 446 \$
Proportion	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 ^{er} 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%
Total	-	-	-		

4.7 Bilan (suite)

Principe / Composante	Objectifs visés	Proposition	Constats
Redevance	<p>Redevance identique à celle du tarif D</p> <ul style="list-style-type: none">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	<ul style="list-style-type: none">Fixer la même redevance que celle du tarif D	<ul style="list-style-type: none">L'objectif visé est toujours pertinent étant donné la poursuite de la neutralité tarifaire avant effacement

4.7 Bilan (suite)

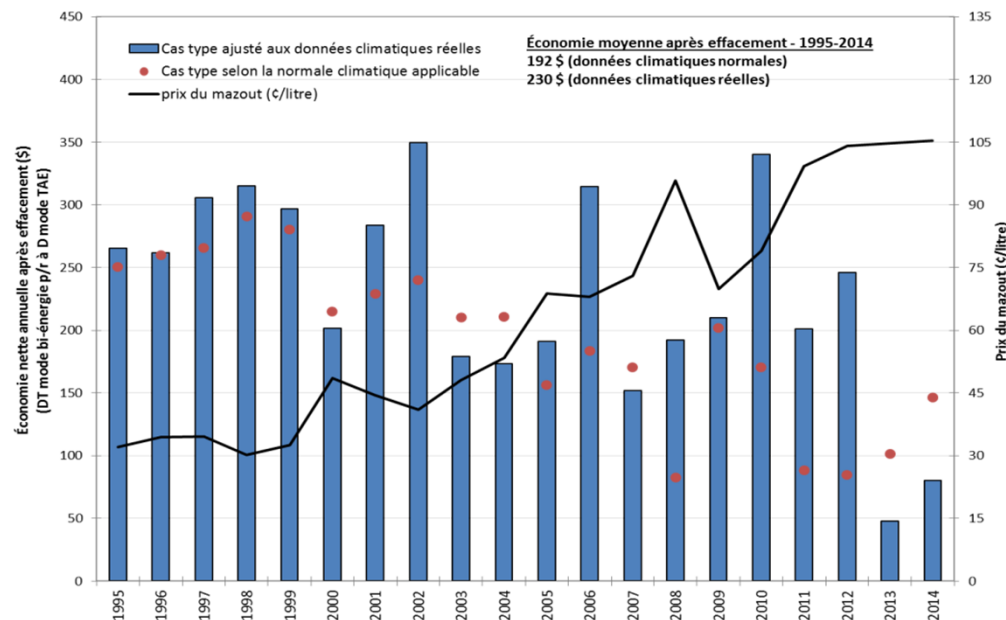
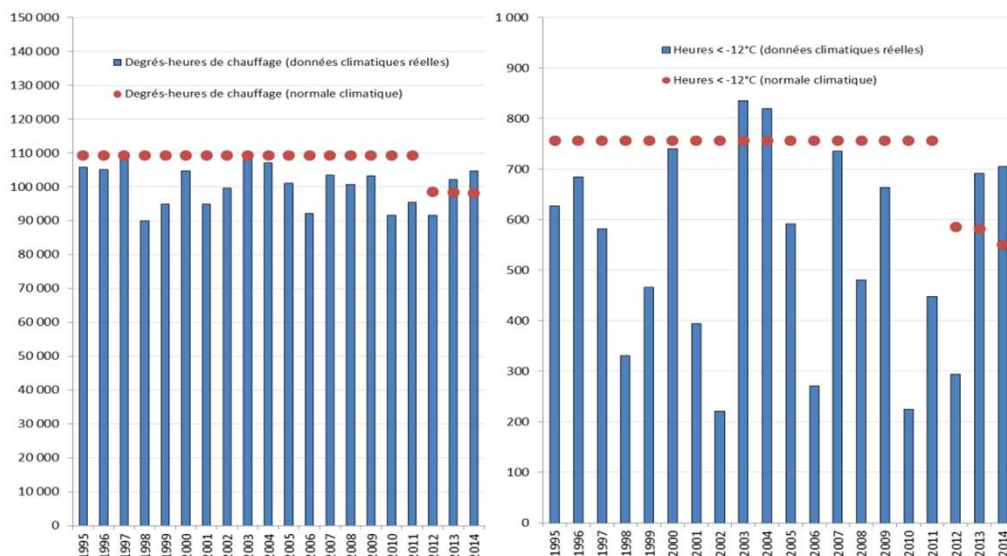
Composantes	Objectifs visés	Proposition	Constats
<p>Prix d'énergie applicables en périodes hors pointe et de pointe</p>	<p>Accroître les économies du client tout en assurant la rentabilité du Distributeur</p> <ul style="list-style-type: none"> Intérêt du client DT à s'effacer en période de pointe (i.e. à utiliser du mazout pour son chauffage) si le prix de pointe du tarif DT est supérieur au prix du mazout L'économie réside dans l'écart entre le prix de pointe et le prix du mazout 	<ul style="list-style-type: none"> Hausser davantage le prix de pointe que le prix hors pointe 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 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) À conditions climatiques réelles : <ul style="list-style-type: none"> Les clients au tarif DT réalisent plus d'économies lors des années plus chaudes que la normale 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

4.7 Bilan (suite)

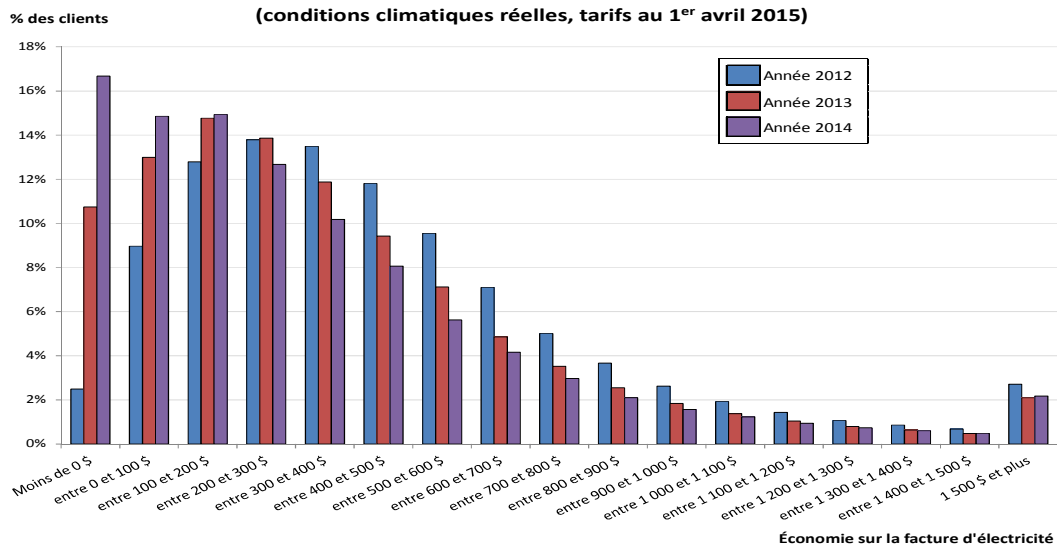
Composantes	Objectifs visés	Proposition	Constats
Prime de puissance	<p>Mêmes objectifs qu'au tarif D :</p> <ul style="list-style-type: none"> accentuer le signal de prix en puissance en incitant les clients à gérer leurs appels de puissance toute l'année harmoniser les modalités de facturation de la puissance avec celles des tarifs généraux tendre graduellement vers le coût évité du chauffage de long terme <ul style="list-style-type: none"> Traitement équitable de tous les clients en puissance 	<ul style="list-style-type: none"> Prix et modalités de facturation de la puissance identiques à ceux du tarif D 	<ul style="list-style-type: none"> La prime de puissance vise à récupérer mensuellement les coûts annuels assumés pour répondre à la demande maximale du client peu importe sa durée 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"> Les clients au tarif DT ne sont pas tous facturés en puissance, mais tous évitent des coûts au Distributeur par leur effacement en pointe 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"> 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 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 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

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^{er} 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^e 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

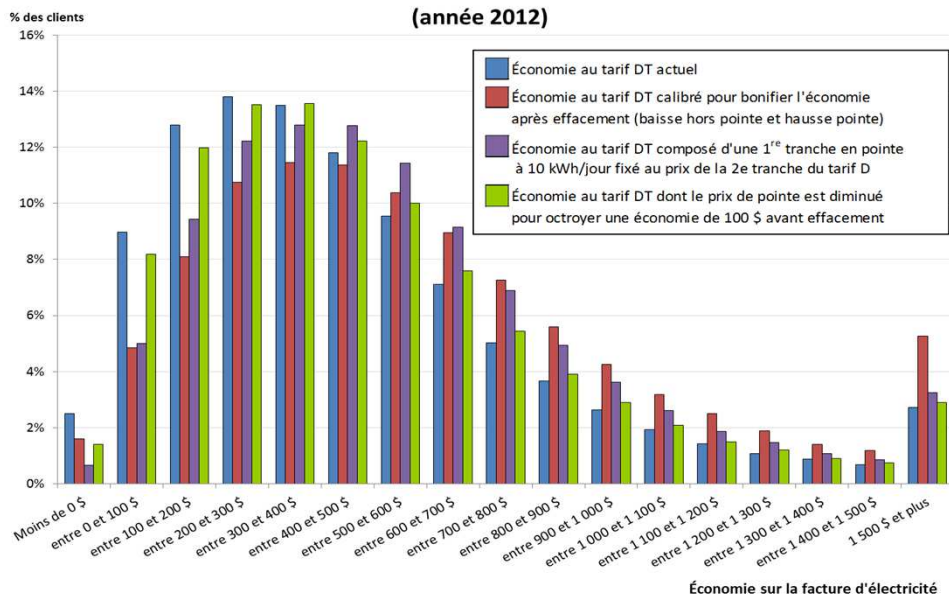
4.8 Discussion sur les scénarios alternatifs (suite)

- 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

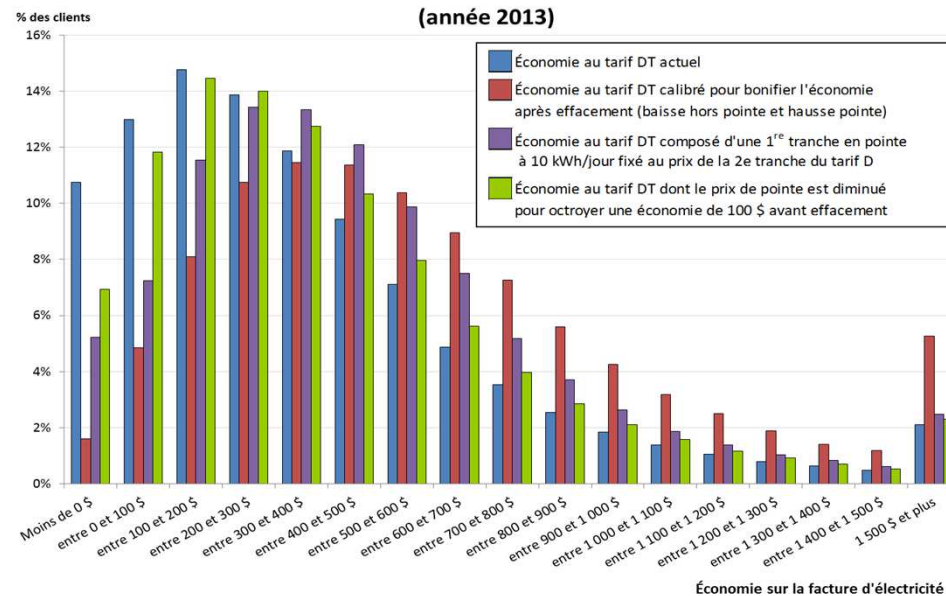
Composantes	Tarif DT au 1 ^{er} avril 2015	Scénarios à revenus constants		
		Tarif DT dont le prix de pointe est haussé pour diminuer le prix hors pointe	Tarif DT composé d'une 1 ^{re} tranche d'énergie en pointe à 10 kWh/jr au prix de la 2 ^e tranche du tarif D	Tarif DT dont le prix de pointe est diminué 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 ^{re} tranche Pointe (¢/kWh) <i>hausse</i>	26,69¢	32,55¢ 22,0%	8,60¢ -67,8%	23,50¢ -12,0%
Énergie - 2 ^e 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)

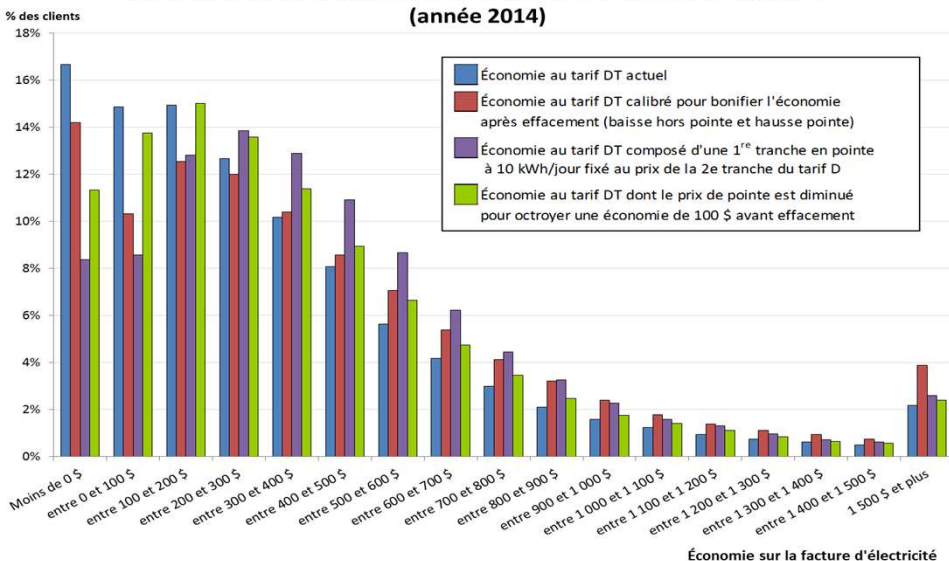
Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients DT (année 2012)



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^{re} 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^e 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