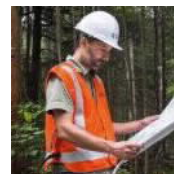


# Structure cible du tarif DP

Suivi de la décision D-2018-025



Séance de travail du 17 mai 2019

# Démarche

---

- Contexte ayant mené à l'introduction du tarif DP
- Cadre d'analyse : éléments à considérer
- Constats relatifs au tarif DP au 1<sup>er</sup> avril 2019
- Rappel de la structure cible initiale
- Scénarios alternatifs de structure cible
  - Présentation des impacts et constats
  - Analyse comparative des scénarios alternatifs

# Contexte


# Tarif D avant le 1<sup>er</sup> avril 2017

- **Application à tous les clients résidentiels et exploitations agricoles**
  - Aucune restriction quant à la taille des clients
- **3,6 millions de clients résidentiels et 46 000 exploitations agricoles**
  - Consommation moyenne d'environ 17 000 kWh/année

Différence marquée entre les grands clients et le reste de la clientèle du tarif D

- 
- **Environ 5 000 grands clients (puissance maximale appelée [ou PMA] > 50 kW)**
    - 55 % clients résidentiels, 45 % exploitations agricoles
    - Consommation moyenne d'environ 200 000 kWh/année
    - FU moyen d'environ 35 %

- 
- **25 % des clients consomment moins de 100 000 kWh/année**
    - FU moyen d'environ 20 %

- 
- **6 % des clients ont un FU inférieur à 10 %**
    - Consommation moyenne d'environ 40 000 kWh/année

# Réforme des tarifs domestiques

---

## Stratégie appliquée entre 2006 et 2016 au tarif D

- Hausse deux fois plus élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que de celui de la 1<sup>re</sup> tranche
- Introduction d'une prime de puissance en été haussée graduellement pour atteindre celle d'hiver
  - Hausse du signal de prix pour inciter une meilleure gestion de la puissance tout au long de l'année



Impacts importants pour les grands clients



## Introduction du tarif DP au 1<sup>er</sup> avril 2017 dans le but de :

- Simplifier et adapter la structure tarifaire aux grands consommateurs résidentiels et agricoles
- Accentuer le signal de prix en puissance pour mieux refléter la structure des coûts moyens

# Cadre d'analyse : éléments à considérer

# Éléments à considérer

---

## Arbitrage des préoccupations à la lumière des critères reconnus en matière de tarification

- **Préoccupations soulevées dans la décision D-2018-025**
  - Donner un signal de prix pour inciter les clients à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité
  - Recentrer les impacts associés à la structure cible
    - Moins d'écarts entre les gagnants et les perdants
  - Améliorer le signal de prix en puissance
  - Maintenir la progressivité des tarifs domestiques
  - Assurer une meilleure continuité entre les tarifs D et DP

# Éléments à considérer (suite)

## ÉQUITÉ

Récupération des revenus requis, juste partage des coûts (causalité), non arbitraire (sans jugement de valeurs)

*Mesures* : reflet de la structure des coûts moyens, cohérence avec les autres tarifs

## EFFICIENCE

Signal de prix encourageant une utilisation efficace de l'électricité

*Mesure* : reflet des coûts évités de long terme

Critères reconnus  
en matière de tarification

## SIMPLICITÉ

Compréhension de la tarification et de la facture par la clientèle, tarification facile d'application, peu propice à la controverse/interprétation et minimisant les coûts d'implantation

*Mesures* : niveau d'acceptabilité, tarification simplifiée et adaptée à la clientèle visée

## STABILITÉ ET CONTINUITÉ

Atténuation des impacts tarifaires, prévisibilité, continuité avec les autres tarifs, minimisation des transferts vers les autres tarifs

*Mesures* : impacts raisonnables, déploiement progressif pour lisser les impacts, continuité/progressivité du tarif, minimisation des transferts après optimisation



# Cadre d'analyse : éléments à considérer

---

Commentaires des participants?

# Constats relatifs au tarif DP au 1<sup>er</sup> avril 2019

# Tarif DP au 1<sup>er</sup> avril 2019

Consommation et revenus par composante du tarif DP au 1<sup>er</sup> avril 2019

Composante tarifaire	Prix	Consommation	Revenus (k\$)	Revenus (%)
Énergie - jusqu'à 1 200 kWh/mois (¢/kWh)	5,88	69 GWh	4 043	
Énergie - reste de la consommation (¢/kWh)	8,94	889 GWh	79 518	
Énergie - Total		958 GWh	83 562	92,2%
Puissance au-delà de 50 kW - Hiver (\$/kW)	6,21	522 MW	3 239	
Puissance au-delà de 50 kW - Été (\$/kW)	4,59	832 MW	3 818	
Puissance - Total		1353 MW	7 057	7,8%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	-	3	
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	-	19	
Montant mensuel minimal - Total		-	22	0,0%
Revenus totaux			90 640	100,0%



**Intrants pour évaluer le reflet de la structure des coûts moyens (proportion énergie/puissance)**



**Intrants pour évaluer le signal de prix des composantes du tarif DP**

# Coûts associés au tarif DP

## Coûts moyens

- 51 % du coût de service associé à la composante puissance

En M\$ de 2019	Fourniture	Transport	Distribution	Total
Puissance	11,1	16,5	9,1	36,7
Énergie	28,2	4,5	-	32,7
Abonnement <sup>1</sup>	-	-	2,3	2,3
Total	39,3	21,0	11,4	71,7



Intrants pour évaluer le reflet de la structure des coûts moyens au tarif DP (proportion énergie/puissance)

<sup>1</sup> Incluant le coût associé à la fonction Autres.

## Coûts évités

- 27 % des coûts évités de long terme associés à la composante puissance

En ¢/kWh de 2019	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Tous les usages</b>	<b>5,43</b>	<b>5,43</b>	<b>5,42</b>	<b>5,42</b>	<b>5,42</b>	<b>6,88</b>	<b>6,87</b>	<b>6,87</b>	<b>6,87</b>	<b>11,52</b>
<i>Fourniture - Transport</i>	4,08	4,08	4,07	4,07	4,06	5,53	5,52	5,52	5,51	10,16
Portion énergie	3,76	3,76	3,75	3,75	3,75	3,74	3,74	3,74	3,73	8,38
Portion puissance	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
<i>Transport - Charge locale</i>	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
<i>Distribution</i>	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36



Intrants pour évaluer le signal de prix des composantes du tarif DP

# Constats – Composantes fixes

---

## Éléments du tarif DP sur lesquels la Régie a déjà statué

- ✓ Élimination des frais d'accès au réseau (anciennement redevance d'abonnement)
  - Peu de poids sur la facture des clients
- ✓ Introduction d'un montant mensuel minimal (monophasé et triphasé)
  - Contribution aux frais fixes lorsque le client ne consomme pas ou très peu
  - Stratégie à arrimer à celle du montant mensuel minimal au tarif D

# Constats – Seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie

---

## Seuil arbitraire et peu adapté à la clientèle visée

- ✓ Peu susceptible de couvrir les usages de base, le chauffage de l'eau et une partie du chauffage des locaux, comme c'est le cas au tarif D
  - Clientèle au tarif DP plus hétérogène que celle au tarif D
- ✓ Seuil haussé à 1 200 kWh/mois en 2017 pour atténuer l'impact de la hausse de la prime de puissance en été
  - 1<sup>re</sup> étape vers le seuil de 12 600 kWh associé à la structure cible initiale

## Peu susceptible de limiter l'impact tarifaire pour les petits clients au tarif DP, comme c'est le cas au tarif D

- ✓ 4 % des revenus proviennent de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie (p/r à 46 % au tarif D)
- ✓ 0,2 % des clients au tarif DP consomment uniquement en 1<sup>re</sup> tranche (p/r à 25 % au tarif D)

# Constats – Prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie

---

## Déficiences du signal de prix de la 1<sup>re</sup> tranche

- ✓ Prix actuel de 5,88 ¢/kWh largement inférieur au coût évité de long terme en énergie de 8,38 ¢/kWh
  - Signal au coût évité en énergie puisque la puissance est facturée séparément
- ✓ Signal de prix n'encourageant pas une utilisation efficace de l'électricité

## Discontinuité avec le tarif D

- ✓ Écart significatif entre le prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D (9,38 ¢/kWh) et le prix de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif DP (5,88 ¢/kWh)

# Constats – Prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie

---

## Distorsion du prix de la 2<sup>e</sup> tranche p/r au coût évité de long terme en énergie

- ✓ Prix actuel de 8,94 ¢/kWh supérieur au coût évité de long terme en énergie de 8,38 ¢/kWh
  - Signal au coût évité en énergie puisque la puissance est facturée séparément
- ✓ Impact sur la position concurrentielle de l'électricité

## Actuelle distorsion des revenus p/r à la structure des coûts moyens

- ✓ 92 % des revenus proviennent de l'énergie alors que 49 % des coûts sont associés à l'énergie



# Constats – Facturation de la puissance

## Seuil de 50 kW équivalent à une 3<sup>e</sup> tranche d'énergie

- ✓ Seuil établi historiquement au tarif D lorsqu'il s'appliquait sans restriction quant à la taille des clients
  - Simplification de la structure pour les plus petits clients
- ✓ Seuil peu adapté pour un tarif visant uniquement les grands clients
  - Incohérence p/r aux autres tarifs visant la clientèle de 50 kW et plus (facturation de tous les kW)

## Reflet du principe d'utilisateur-payeur par la facturation de la PMA propre à chaque client

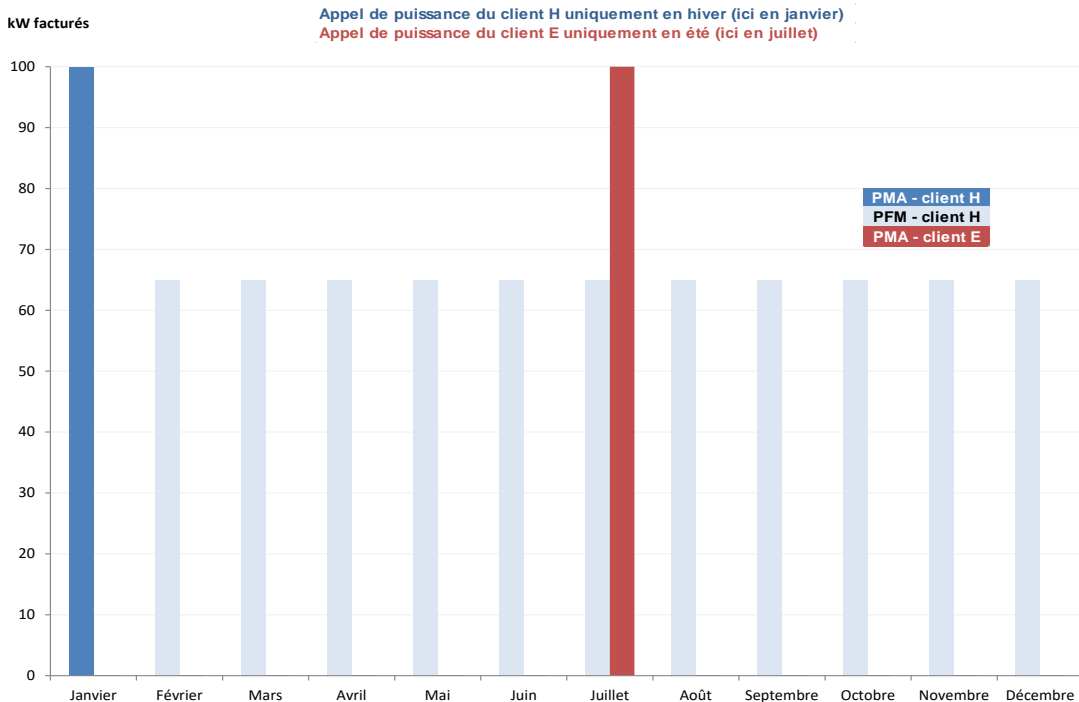
- ✓ Les clients doivent payer pour la puissance mise à leur disposition tout au long de l'année
- ✓ Cohérence p/r aux autres tarifs domestiques avec facturation de la puissance et aux tarifs généraux

## Reflet du caractère saisonnier des coûts de puissance par la puissance à facturer minimale (PFM)

- ✓ Appels de puissance en hiver susceptibles de déclencher des investissements
- ✓ La PFM permet de récupérer significativement plus de revenus des clients ayant une pointe d'hiver que de ceux ayant une pointe d'été (voir illustration à la page suivante)
- ✓ Cohérence p/r aux autres tarifs domestiques avec facturation de la puissance et aux tarifs généraux

# Constats – Facturation de la puissance (suite)

## Illustration du caractère saisonnier de la PFM



Facturation de la puissance au-delà de 50 kW	Client H	Client E
<b>PMA annuelle</b>	100	100
<b>PFM applicable</b>	65	0
<b>Coût de la puissance - hiver (6,21 \$/kW)</b>	600 \$	0 \$
<b>Coût de la puissance - été</b>		
si prime d'été à 4,59 \$/kW	560 \$	237 \$
si prime d'été à 6,21 \$/kW	758 \$	321 \$
<b>Coût total associé à la PMA du client</b>		
si prime d'été à 4,59 \$/kW	<b>1 160 \$</b>	<b>237 \$</b>
si prime d'été à 6,21 \$/kW	<b>1 358 \$</b>	<b>321 \$</b>
<b>Ratio hiver/été associé à la PFM</b>		
si prime d'été à 4,59 \$/kW		5
si prime d'été à 6,21 \$/kW		4

- Le maintien d'une différenciation saisonnière ne permet pas d'accentuer de façon significative le caractère saisonnier de la facturation de la puissance
- Le signal de prix d'une prime annuelle combinée à la PFM est suffisant pour inciter les clients à une gestion encore plus rigoureuse de leur puissance en hiver qu'en été

# Constats – Facturation de la puissance (suite)

---

## Prime de puissance d'été inférieure à celle d'hiver

- ✓ Suspension en 2017 de l'arrimage de la prime de puissance d'été à celle d'hiver
- ✓ Incohérence p/r aux autres tarifs domestiques avec facturation de la puissance et aux tarifs généraux (prime de puissance annuelle)

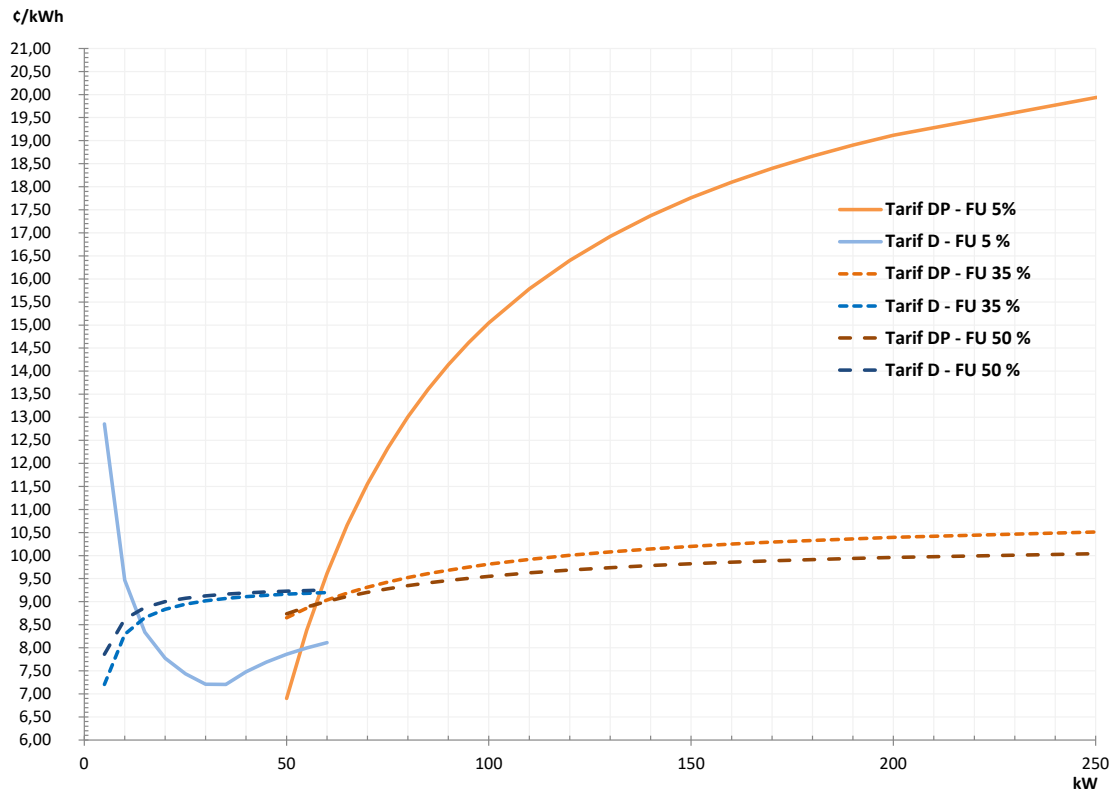
## Primes de puissance inférieures au coût évité de long terme en puissance

- ✓ Coût évité de long terme en puissance de 3,13 ¢/kWh en 2028 (\$2019), soit l'équivalent d'une prime de puissance mensuelle de 7,90 \$/kW (FU de 35 %) pour tous les kW appelés
  - Primes actuelles de 4,59 \$/kW (été) et 6,21 \$/kW (hiver) pour les kW appelés au-delà de 50 kW

## Élément connexe : admissibilité aux tarifs D et DP si PMA entre 50 et 65 kW

- ✓ Double-admissibilité introduite uniquement pour atténuer les impacts associés à la proposition initiale de facturer tous les kW au tarif DP
- ✓ Sujet à révision selon la structure cible du tarif DP retenue

# Constats – Progressivité et continuité tarifaire



Progressivité des tarifs D et DP en fonction de l'appel de puissance

Continuité entre les tarifs D et DP pour les clients caractérisés par un FU égal ou supérieur au FU moyen

✓ exemples FU 35 % et 50 %

Discontinuité entre les tarifs D et DP pour les clients caractérisés par un faible FU expliquée par :

✓ absence de facturation des 50 premiers kW au tarif DP, et

✓ faible prix de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif DP p/r au prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D

✓ exemple FU 5 %

# Constats – Optimisation tarifaire

Processus annuel d'identification des clients qui bénéficieraient du passage au tarif général applicable

- ✓ Envoi d'une proposition de changement de tarif
- ✓ Le client demeure responsable du choix de son tarif



Tarif	Nombre de clients	Impact p/r tarif DP (2019)		
		Moyenne	Minimum	Maximum
<b>Après optimisation</b>	<b>4 923</b>			
Tarif DP (2019)	4 578	-	-	-
Tarif D (2019)	-	-	-	-
Tarif G (2019)	-	-	-	-
Tarif G9 (2019)	-	-	-	-
Tarif M (2019)	345	-8%	-20%	-3%



7 % des clients au tarif DP auraient déjà intérêt à migrer au tarif M

- ✓ Consommation moyenne d'environ 500 MWh
- ✓ FU moyen d'environ 60 %

# Constats relatifs au tarif DP au 1<sup>er</sup> avril 2019

---

Commentaires des participants?

# Rappel de la structure cible initiale

# Structure cible initiale (R-4011-2017)

---

## Facturation de la puissance dès le 1<sup>er</sup> kW appelé, à l'image du tarif M

- Assure un signal de prix en puissance pour tous les kW
- Permet d'accroître la proportion des revenus de puissance

## Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche à 12 600 kWh/mois

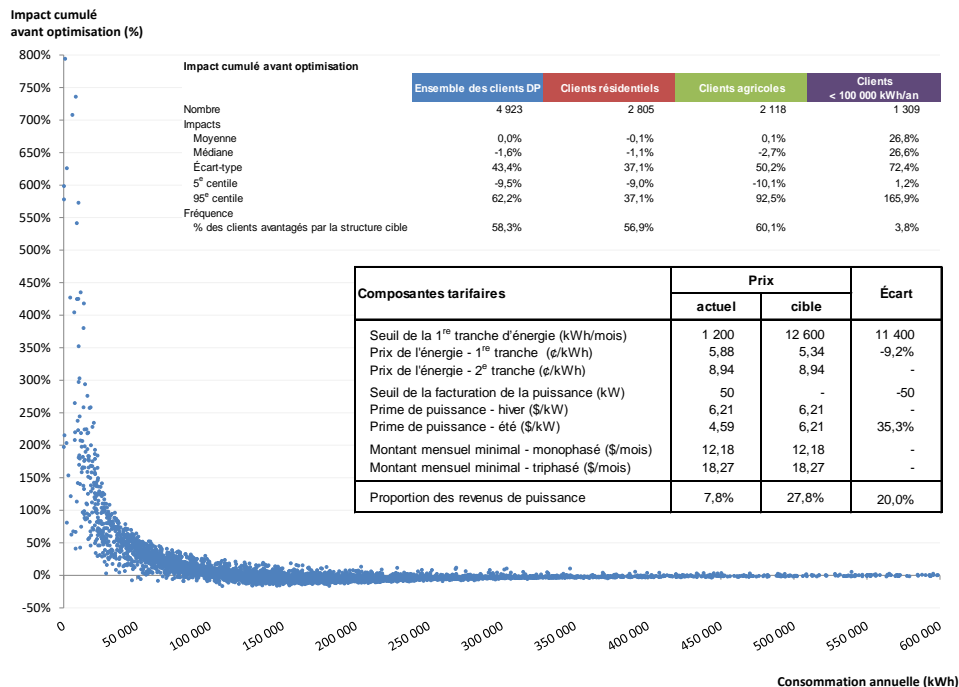
- Uniquement pour compenser la hausse des revenus de puissance
- Consommation associée à une puissance de 50 kW et un FU de 35 % (FU moyen au tarif DP)
- Seuil plus adéquat pour les plus grands consommateurs



- Hausse des revenus de puissance de 8 % à 28 %
- Impacts importants associés à la facturation de tous les kW
  - Clients caractérisés par de faibles appels de puissance et/ou un faible FU
- Accentuation de la discontinuité avec le tarif D pour les faibles FU
  - Écart significatif entre le prix moyen au tarif D et celui au tarif DP
  - Choc tarifaire important dès que la PMA atteint 65 kW

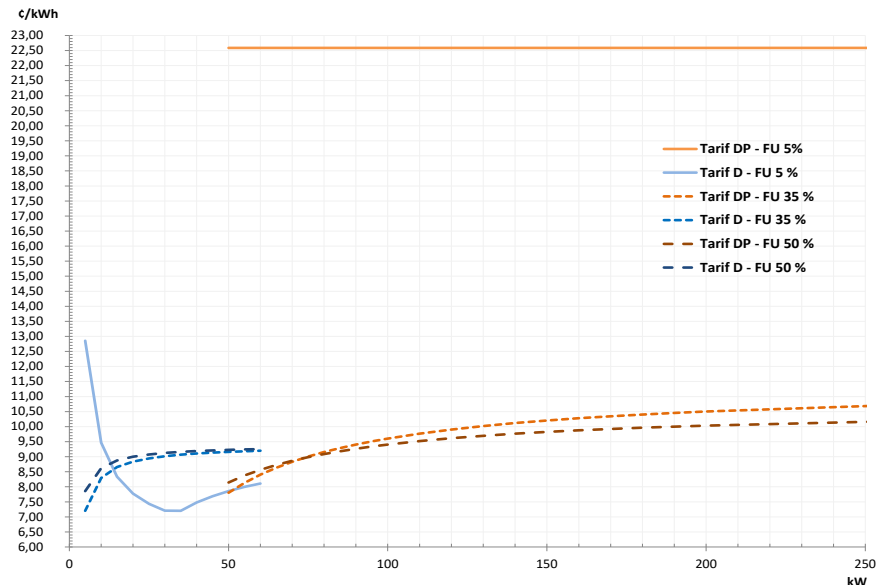


# Structure cible initiale – revenus 2019 (sans modification de la facture minimale)



- Seuil de la 1<sup>re</sup> tranche non arbitraire : lié au FU moyen de tous les clients DP
- Prix de la 1<sup>re</sup> tranche inférieur au coût évité en énergie
- Prix de la 2<sup>e</sup> tranche supérieur au coût évité en énergie

Note : Les axes de ces figures sont différents de ceux des scénarios ② à ⑥ en raison des impacts tarifaires plus importants qui y sont associés



- Détérioration de la continuité tarifaire pour les faibles FU
- Forte dispersion des impacts en raison de la facturation des 50 premiers kW à la même prime que celle applicable au-delà de 50 kW
  - Impacts importants pour les petits clients ayant un faible FU
- Hausse importante de la proportion des revenus de puissance : + 20 % p/r au tarif DP (2019)

# Structure cible initiale – revenus 2019 (sans modification de la facture minimale)

Tarif	Nombre de clients	Impact cumulé p/r au tarif DP (2019)			Cas	Portrait de la consommation						Facture annuelle DP 2019 (\$)	Avant optimisation			Après optimisation					
		Moyenne	Minimum	Maximum		Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)		FU minimal (%)	FU maximal (%)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)
<b>Avant optimisation</b>																					
DP cible	4 923	0%	-17%	794%	1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	415 \$	3 708 \$	3 293 \$	794%	G	1 229 \$	815 \$	197%
<b>Après optimisation</b>																					
DP cible	4 077	-1%	-17%	182%	2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	389 \$	3 143 \$	2 754 \$	708%	D	508 \$	119 \$	31%
Tarif D (2019)	458	6%	3%	31%	3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	506 \$	1 534 \$	1 029 \$	203%	G	1 432 \$	927 \$	183%
Tarif G (2019)	163	50%	14%	241%	4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 096 \$	5 915 \$	3 819 \$	182%	DP cible	5 915 \$	3 819 \$	182%
Tarif G9 (2019)	14	64%	24%	157%	5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 263 \$	6 011 \$	3 748 \$	166%	G9	5 808 \$	3 545 \$	157%
Tarif M (2019)	211	-9%	-20%	-1%	6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 401 \$	6 203 \$	3 802 \$	158%	DP cible	6 203 \$	3 802 \$	158%
					7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 563 \$	3 758 \$	2 195 \$	140%	G9	3 397 \$	1 834 \$	117%
					8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	10 102 \$	10 112 \$	11 \$	0%	DP cible	10 112 \$	11 \$	0%
					9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 644 \$	7 659 \$	14 \$	0%	DP cible	7 659 \$	14 \$	0%
					10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 834 \$	10 873 \$	39 \$	0%	DP cible	10 873 \$	39 \$	0%
					11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 359 \$	7 614 \$	-746 \$	-9%	DP cible	7 614 \$	-746 \$	-9%
					12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 627 \$	10 616 \$	-2 011 \$	-16%	DP cible	10 616 \$	-2 011 \$	-16%
					13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 348 \$	10 186 \$	-1 162 \$	-10%	DP cible	10 186 \$	-1 162 \$	-10%
					14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	18 161 \$	16 902 \$	-1 259 \$	-7%	DP cible	16 902 \$	-1 259 \$	-7%

- Impacts tarifaires importants et très dispersés avant optimisation
  - La hausse cumulée de facture des perdants est élevée (max 794 %) p/r à la baisse cumulée des gagnants (min -17 %)
- Le tarif DP cible est le tarif optimal après optimisation pour 83 % des clients
  - Hausse des transferts potentiels vers les autres tarifs : 846 plutôt que 345 au tarif DP (2019)
  - La double-admissibilité D-DP pour les clients entre 50 et 65 kW permet d'atténuer les impacts de la facturation de la puissance dès le 1<sup>er</sup> kW
- Baisse des impacts tarifaires après optimisation mais ils demeurent importants et dispersés
- Les clients les plus affectés consomment très peu et présentent un très faible FU
  - Cas 1 (résidentiel – pompe à incendie) : impact cumulé de 794 % (avant opt.) ou de 197 % (si transfert au tarif G)
  - Cas 2 (agricole – ferme céréalière) : impact cumulé de 708 % (avant opt.) ou de 31 % (si transfert au tarif D)

La facturation de la puissance dès le 1<sup>er</sup> kW génère d'importants impacts tarifaires

# Scénarios alternatifs de structure cible

# Analyse des scénarios de structure cible

---

## Méthodologie visant à simplifier et à faciliter la compréhension :

- Utilisation des données de référence du dossier R-4011-2017 (voir portrait à l'annexe B)
  - Aux fins de comparaison avec les travaux antérieurs réalisés
  - Impact à consommation constante pour capter uniquement l'effet de la structure cible
- Scénarios établis à revenus équivalents à ceux associés au tarif DP en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2019
- Présentation des impacts cumulés plutôt qu'annualisés
  - Afin de faciliter la comparaison des différents scénarios alternatifs
  - L'horizon de déploiement de la structure cible dépendra des hausses tarifaires applicables, de l'ampleur des modifications à apporter à la structure du tarif DP et des impacts sur la clientèle de façon à éviter les chocs tarifaires

**Important de dissocier la structure cible de la stratégie d'évolution des prix des composantes**

# Analyse (suite)

---

- Tous les scénarios excluent l'application de frais d'accès au réseau
  - Élément de la structure cible ayant déjà fait l'objet d'une décision de la Régie
- Tous les scénarios incluent la facturation des kVA et le mécanisme automatique de fixation de la PFM
  - Modalités harmonisées avec celles des autres tarifs comportant une facturation de la puissance
- Tous les scénarios incluent les mêmes montants mensuels minimaux, soit ceux applicables en 2019
  - Discussion à venir ultérieurement en regard du tarif D

Comment chacun des scénarios alternatifs de structure cible rejoint-il les éléments à considérer ?

- Présentation des impacts qui tient compte des demandes de la Régie
  - Avantages et inconvénients des scénarios alternatifs, portrait détaillé des impacts sur la clientèle et exemples d'abonnements affectés
  - Comparaisons p/r à la structure cible initiale

# Scénario ①

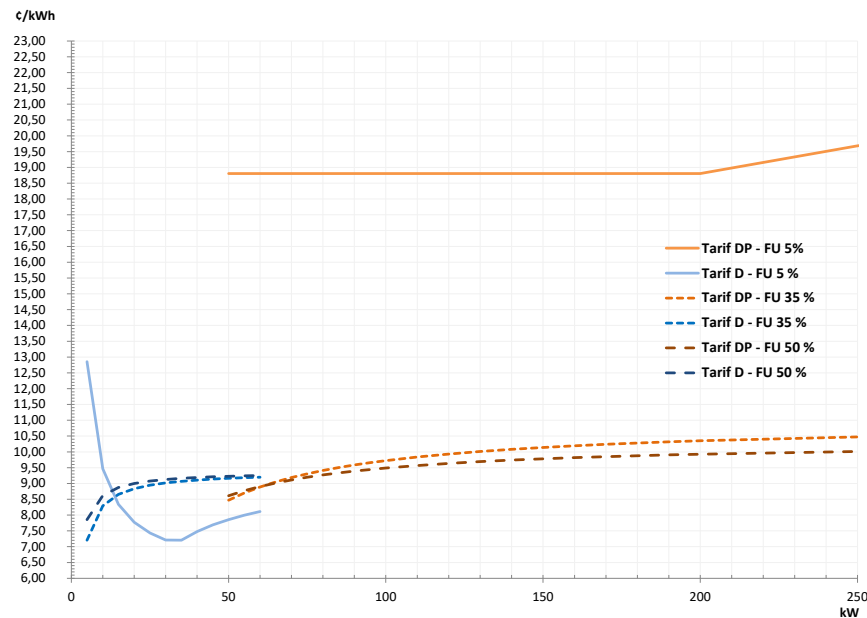
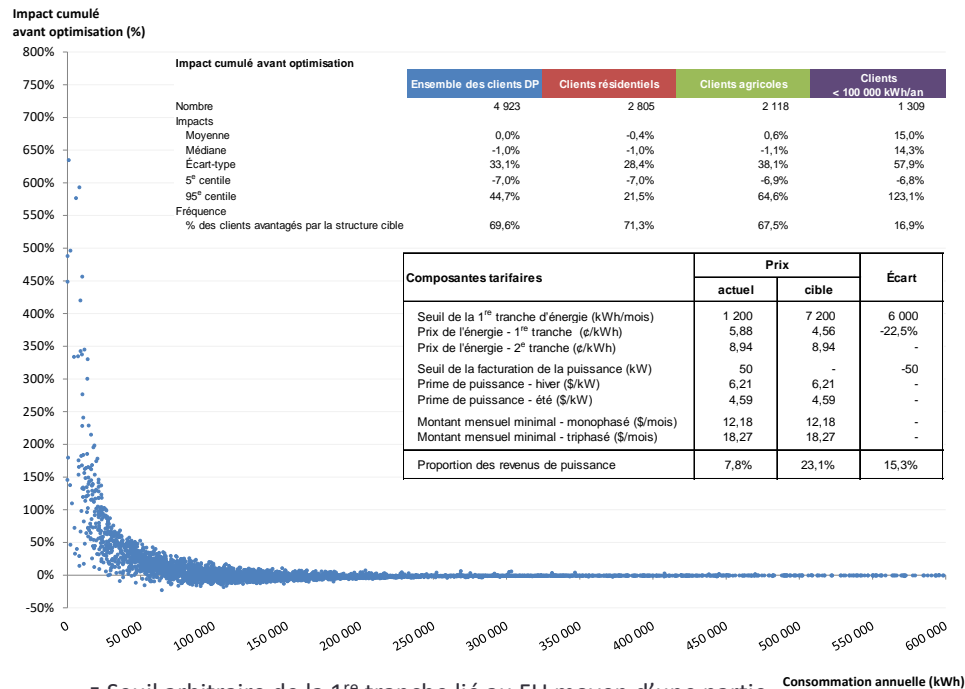
---

## Description

- Facturation de la puissance dès le 1<sup>er</sup> kW appelé
  - Identique à la structure cible initiale
- **Maintien des primes de puissance saisonnières actuelles**
  - Alternative demandée par la Régie
- **Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie**
  - **Mais seuil moindre que celui de la structure cible initiale** : alternative demandée par la Régie
  - Correspond à la consommation de 50 kW à un FU de 20 %, soit le FU moyen des clients au tarif DP consommant moins de 100 000 kWh/an
- Gel du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie
  - Identique à la structure cible initiale
- **Prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie en résultante pour obtenir un scénario à revenus constants**

Variante de la structure cible initiale qui tient compte des demandes de la Régie de la décision D-2018-025 [745]

# ① Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche et primes saisonnières dès le 1<sup>er</sup> kW (suite)



- Seuil arbitraire de la 1<sup>re</sup> tranche lié au FU moyen d'une partie de la clientèle au tarif DP (< 100 000 kWh)
- Prix de la 1<sup>re</sup> tranche inférieur au coût évité en énergie
- Prix de la 2<sup>e</sup> tranche supérieur au coût évité en énergie

- Discontinuité tarifaire pour les faibles FU
- Impacts importants et dispersés
  - Impacts importants associés à la facturation des 50 premiers kW malgré le maintien des primes saisonnières
  - Hausse des clients avantagés : 70 % plutôt que 58 % (struct. cible initiale)
- Hausse importante de la proportion des revenus de puissance : + 15 % p/r au tarif DP (2019)

Note : Les axes de ces figures sont différents de ceux des scénarios ② à ⑥ en raison des impacts tarifaires plus importants qui y sont associés





# Scénario ②

---

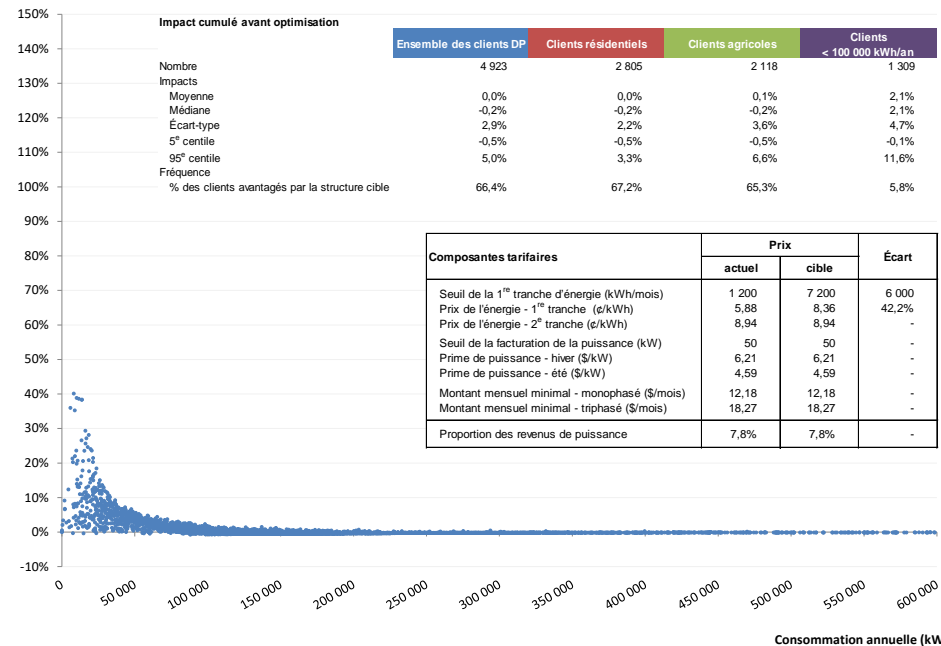
## Description

- **Maintien de la facturation de la puissance au-delà de 50 kW**
  - Statu quo p/r à la structure actuelle
- Maintien des primes de puissance saisonnières actuelles
  - Alternative demandée par la Régie
- Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie
  - Mais seuil moindre que celui de la structure cible initiale : alternative demandée par la Régie
  - Correspond à la consommation de 50 kW à un FU de 20 %, soit le FU moyen des clients DP consommant moins de 100 000 kWh/an
- Gel du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie
  - Identique à la structure cible initiale
- **Prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie en résultante pour obtenir un scénario à revenus constants**

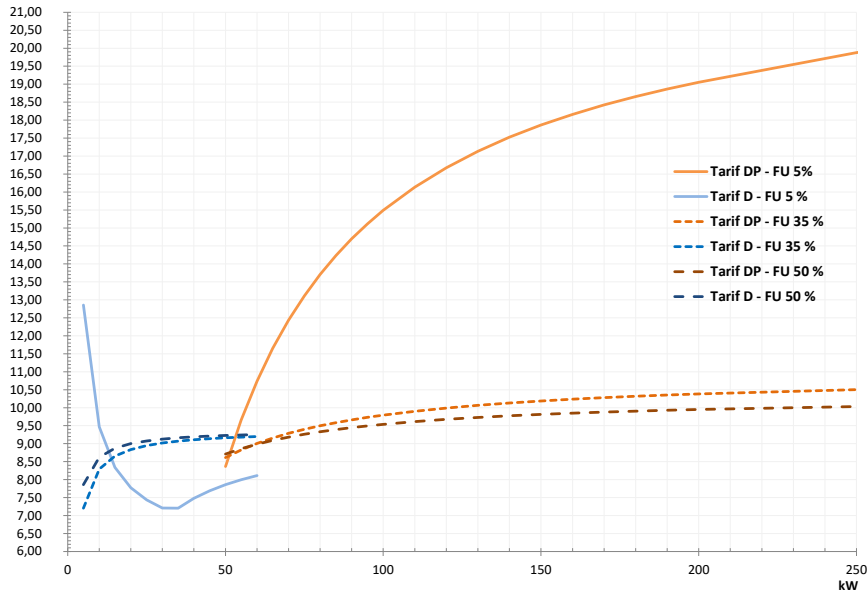
Variante du scénario ①  
avec puissance au-delà de 50 kW

# ② Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche et primes saisonnières au-delà de 50 kW (suite)

Impact cumulé avant optimisation (%)



c/kWh



- Seuil arbitraire de la 1<sup>re</sup> tranche lié au FU moyen d'une partie de la clientèle au tarif DP (< 100 000 kWh)
- Prix de la 1<sup>re</sup> tranche équivalent au coût évité en énergie
- Prix de la 2<sup>e</sup> tranche supérieur au coût évité en énergie
- Faible écart entre les deux prix d'énergie

- Amélioration de la continuité tarifaire pour les faibles et bons FU
- Impacts réduits et recentrés
  - Maintien du seuil de 50 kW diminue l'ampleur des impacts malgré la hausse du prix de la 1<sup>re</sup> tranche
  - Hausse des clients avantagés : 66 % plutôt que 58 % (struct. cible initiale)
- Aucun impact sur la proportion des revenus de puissance



# Scénario ③

## Description

- Maintien de la facturation de la puissance au-delà de 50 kW
  - Statu quo p/r à la structure actuelle
- **Prime annuelle de puissance**
  - Même prime de puissance applicable l'été et l'hiver
  - Pour récupérer davantage de revenus de puissance lors des appels de puissance en été ET en hiver en raison de la PFM
- Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie
  - Mais seuil moindre que celui de la structure cible initiale : alternative demandée par la Régie
  - Correspond à la consommation de 50 kW à un FU de 20 %, soit le FU moyen des clients DP consommant moins de 100 000 kWh/an
- Gel du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie
  - Identique à la structure cible initiale
- **Prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie en résultante pour obtenir un scénario à revenus constants**

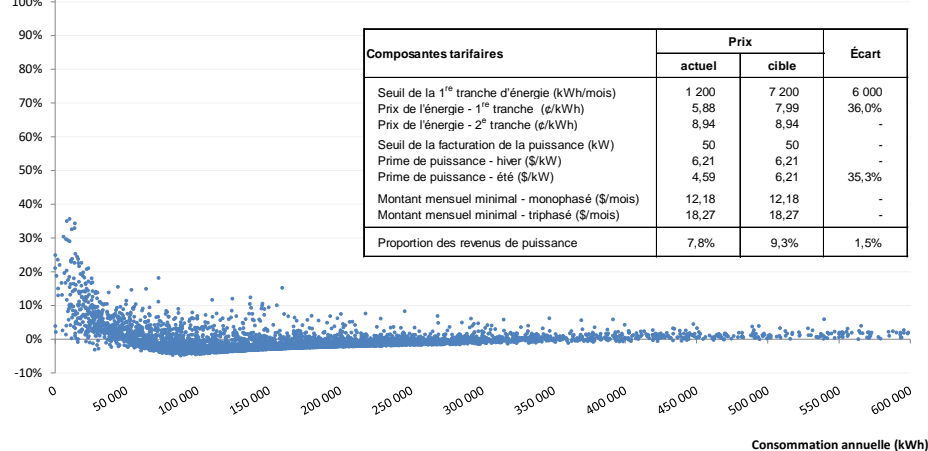
Variante du scénario ②  
avec prime annuelle de puissance

# ③ Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche et prime annuelle au-delà de 50 kW (suite)

Impact cumulé avant optimisation (%)

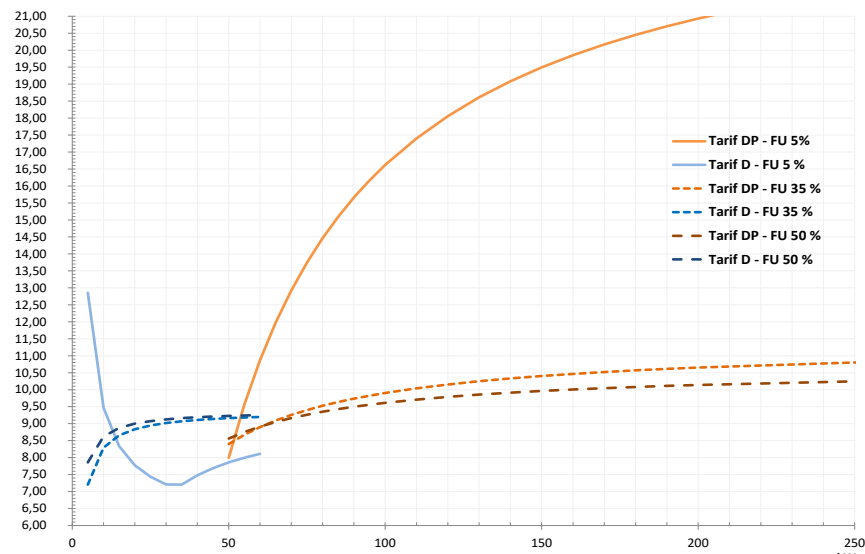
	Ensemble des clients DP	Clients résidentiels	Clients agricoles	Clients < 100 000 kWh/an
Nombre Impacts	4 923	2 805	2 118	1 309
Moyenne	0,0%	-0,1%	0,1%	0,7%
Médiane	-1,1%	-1,4%	-0,5%	0,4%
Écart-type	3,7%	3,0%	4,3%	5,8%
5 <sup>e</sup> centile	-3,4%	-3,5%	-3,2%	-3,6%
95 <sup>e</sup> centile	6,3%	2,9%	8,6%	14,0%
Fréquence % des clients avantagés par la structure cible	65,8%	71,8%	57,8%	47,0%

Composantes tarifaires	Prix		Écart
	actuel	cible	
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	7 200	6 000
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,88	7,99	36,0%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,94	8,94	-
Seuil de la facturation de la puissance (kW)	50	50	-
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	6,21	35,3%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	12,18	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	18,27	-
Proportion des revenus de puissance	7,8%	9,3%	1,5%



- Seuil arbitraire de la 1<sup>re</sup> tranche lié au FU moyen d'une partie de la clientèle au tarif DP (< 100 000 kWh)
- Prix de la 1<sup>re</sup> tranche équivalent au coût évité en énergie
- Prix de la 2<sup>e</sup> tranche supérieur au coût évité en énergie
- Faible écart entre les deux prix d'énergie

¢/kWh



- Meilleure continuité tarifaire pour les faibles FU, aucun impact pour les bons FU
- Impacts réduits et recentrés
  - Prime annuelle plutôt que saisonnières ne génère pas d'impacts importants p/r au scénario ②
  - Maintien du seuil de 50 kW diminue l'ampleur des impacts malgré la hausse du prix de la 1<sup>re</sup> tranche et la hausse de la prime d'été
  - Hausse des clients avantagés : 66 % plutôt que 58 % (struct. cible initiale)
- Faible hausse de la proportion des revenus de puissance : + 1 % p/r au tarif DP (2019)

# ③ Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche et prime annuelle au-delà de 50 kW (suite)

Tarif	Nombre de clients	Impact cumulé p/r au tarif DP (2019)			Cas	Portrait de la consommation						Facture annuelle DP 2019 (\$)	Avant optimisation			Après optimisation					
		Moyenne	Minimum	Maximum		Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)		FU minimal (%)	FU maximal (%)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)
<b>Avant optimisation</b>																					
DP cible	4 923	0%	-5%	36%	1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	415 \$	492 \$	78 \$	19%	DP cible	492 \$	78 \$	19%
					2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	389 \$	507 \$	118 \$	30%	DP cible	507 \$	118 \$	30%
					3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	506 \$	625 \$	119 \$	24%	DP cible	625 \$	119 \$	24%
<b>Après optimisation</b>					4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 096 \$	2 475 \$	379 \$	18%	DP cible	2 475 \$	379 \$	18%
DP cible	4 558	0%	-5%	30%	5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 263 \$	2 596 \$	334 \$	15%	DP cible	2 596 \$	334 \$	15%
Tarif D (2019)	18	12%	5%	28%	6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 401 \$	2 740 \$	339 \$	14%	DP cible	2 740 \$	339 \$	14%
Tarif G (2019)	-	-	-	-	7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 563 \$	1 921 \$	358 \$	23%	DP cible	1 921 \$	358 \$	23%
Tarif G9 (2019)	-	-	-	-	8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	10 102 \$	9 782 \$	-320 \$	-3%	DP cible	9 782 \$	-320 \$	-3%
Tarif M (2019)	347	-7%	-20%	-1%	9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 644 \$	7 292 \$	-352 \$	-5%	DP cible	7 292 \$	-352 \$	-5%
					10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 834 \$	11 064 \$	230 \$	2%	DP cible	11 064 \$	230 \$	2%
					11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 359 \$	8 069 \$	-291 \$	-3%	DP cible	8 069 \$	-291 \$	-3%
					12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 627 \$	12 249 \$	-378 \$	-3%	DP cible	12 249 \$	-378 \$	-3%
					13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 348 \$	10 969 \$	-379 \$	-3%	DP cible	10 969 \$	-379 \$	-3%
					14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	18 161 \$	17 819 \$	-342 \$	-2%	DP cible	17 819 \$	-342 \$	-2%

- Impacts tarifaires réduits et recentrés avant optimisation
  - De -5 % à 36 % plutôt que de -17 % à 794 % (struct. cible initiale)
- L'optimisation a peu d'effet sur les impacts tarifaires
- Le tarif DP cible est le tarif le plus avantageux après optimisation pour 93 % des clients
  - Baisse des transferts vers les autres tarifs : 365 plutôt que 846 (struct. cible initiale)
  - Pas de transferts au tarif D advenant l'élimination de la double-admissibilité D-DP si PMA entre 50 et 65 kW
- Impacts significativement réduits pour les cas les plus affectés par la struct. cible initiale
  - Cas 1 (résidentiel – pompe à incendie) : impact cumulé de 19 % (avant et après opt.)
  - Cas 2 (agricole – ferme céréalière) : impact cumulé de 30 % (avant et après opt.)

L'application d'une prime annuelle au-delà de 50 kW permet également de réduire et de recentrer significativement les impacts tarifaires

# Scénario ④

---

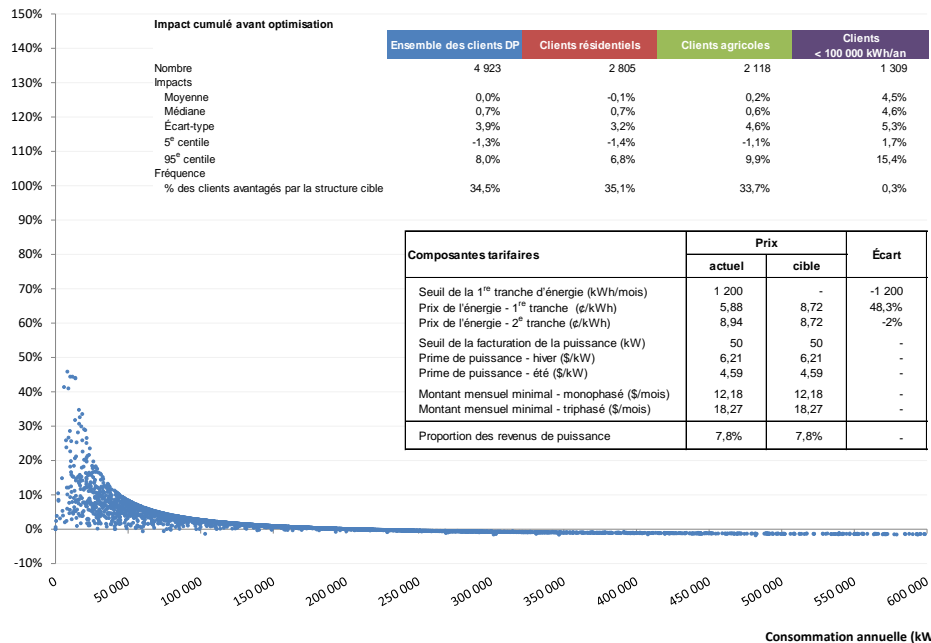
## Description

- Maintien de la facturation de la puissance au-delà de 50 kW
  - Statu quo p/r à la structure actuelle
- Maintien des primes de puissance saisonnières actuelles
  - Alternative demandée par la Régie
- **Prix unique d'énergie**
  - Justifié par le faible écart entre les deux prix d'énergie du scénario ②
  - **En résultante pour obtenir un scénario à revenus constants**

Autre variante du scénario ②  
avec prix unique d'énergie

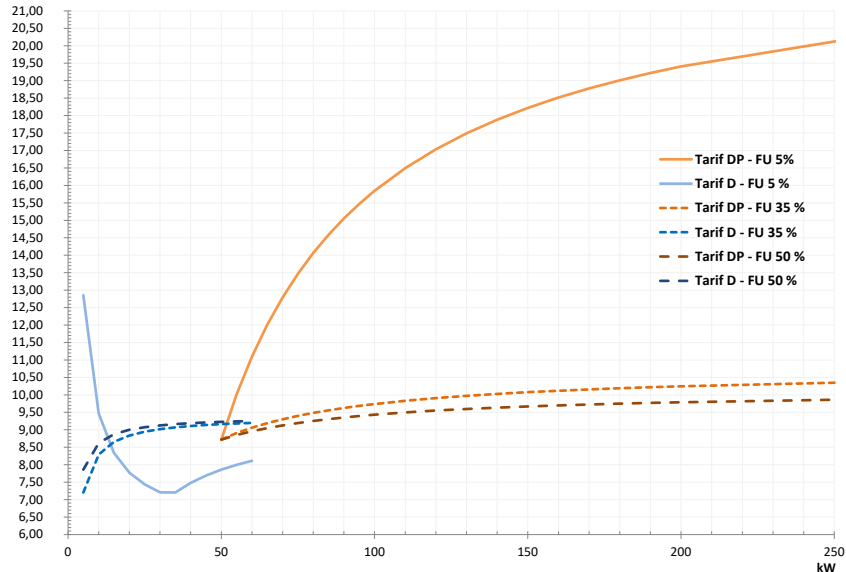
# ④ Prix unique d'énergie et primes saisonnières au-delà de 50 kW (suite)

Impact cumulé avant optimisation (%)



- Élimination du seuil arbitraire de la 1<sup>re</sup> tranche
- Prix d'énergie supérieur au coût évité en énergie

¢/kWh



- Amélioration de la continuité tarifaire pour les faibles et bons FU
- Impacts réduits et recentrés
  - Maintien du seuil de 50 kW diminue l'ampleur des impacts malgré l'application d'un prix unique d'énergie (équiv. hausse prix de la 1<sup>re</sup> tr.)
  - Baisse des clients avantagés : 35 % plutôt que 58 % (struct. cible initiale)
- Aucun impact sur la proportion des revenus de puissance



# ④ Prix unique d'énergie et primes saisonnières au-delà de 50 kW (suite)

Tarif	Nombre de clients	Impact cumulé p/r au tarif DP (2019)			Cas	Portrait de la consommation						Facture annuelle DP 2019 (\$)	Avant optimisation			Après optimisation					
		Moyenne	Minimum	Maximum		Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)		FU minimal (%)	FU maximal (%)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)
<b>Avant optimisation</b>																					
DP cible	4 923	0%	-2%	46%	1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	415 \$	431 \$	16 \$	4%	DP cible	431 \$	16 \$	4%
					2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	389 \$	550 \$	161 \$	41%	D	508 \$	119 \$	31%
					3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	506 \$	558 \$	53 \$	10%	DP cible	558 \$	53 \$	10%
<b>Après optimisation</b>					4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 096 \$	2 331 \$	235 \$	11%	DP cible	2 331 \$	235 \$	11%
DP cible	4 569	0%	-2%	41%	5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 263 \$	2 482 \$	220 \$	10%	DP cible	2 482 \$	220 \$	10%
Tarif D (2019)	72	8%	3%	31%	6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 401 \$	2 509 \$	108 \$	4%	DP cible	2 509 \$	108 \$	4%
					7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 563 \$	1 732 \$	169 \$	11%	DP cible	1 732 \$	169 \$	11%
Tarif G (2019)	-	-	-	-	8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	10 102 \$	10 291 \$	190 \$	2%	DP cible	10 291 \$	190 \$	2%
					9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 644 \$	7 894 \$	249 \$	3%	DP cible	7 894 \$	249 \$	3%
Tarif G9 (2019)	-	-	-	-	10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 834 \$	11 027 \$	194 \$	2%	DP cible	11 027 \$	194 \$	2%
					11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 359 \$	8 591 \$	232 \$	3%	DP cible	8 591 \$	232 \$	3%
					12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 627 \$	12 754 \$	127 \$	1%	DP cible	12 754 \$	127 \$	1%
					13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 348 \$	11 506 \$	158 \$	1%	DP cible	11 506 \$	158 \$	1%
					14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	18 161 \$	18 157 \$	-4 \$	0%	DP cible	18 157 \$	-4 \$	0%

- Impacts tarifaires réduits et recentrés avant optimisation
  - De -2 % à 46 % plutôt que de -17 % à 794 % (struct. cible initiale)
- L'optimisation a peu d'effet sur les impacts tarifaires
- Le tarif DP cible est le tarif le plus avantageux après optimisation pour 93 % des clients
  - Baisse des transferts vers les autres tarifs : 354 plutôt que 846 (struct. cible initiale)
  - Pas de transferts au tarif D advenant l'élimination de la double-admissibilité D-DP si PMA entre 50 et 65 kW
- Impacts significativement réduits pour les cas les plus affectés par la struct. cible initiale
  - Cas 1 (résidentiel – pompe à incendie) : impact cumulé de 4 % (avant et après opt.)
  - Cas 2 (agricole – ferme céréalière) : impact cumulé de 41 % (avant opt.) ou de 31 % (si transfert au tarif D)

L'application d'un prix unique d'énergie permet également de réduire et de recentrer significativement les impacts tarifaires

# Scénario ⑤

---

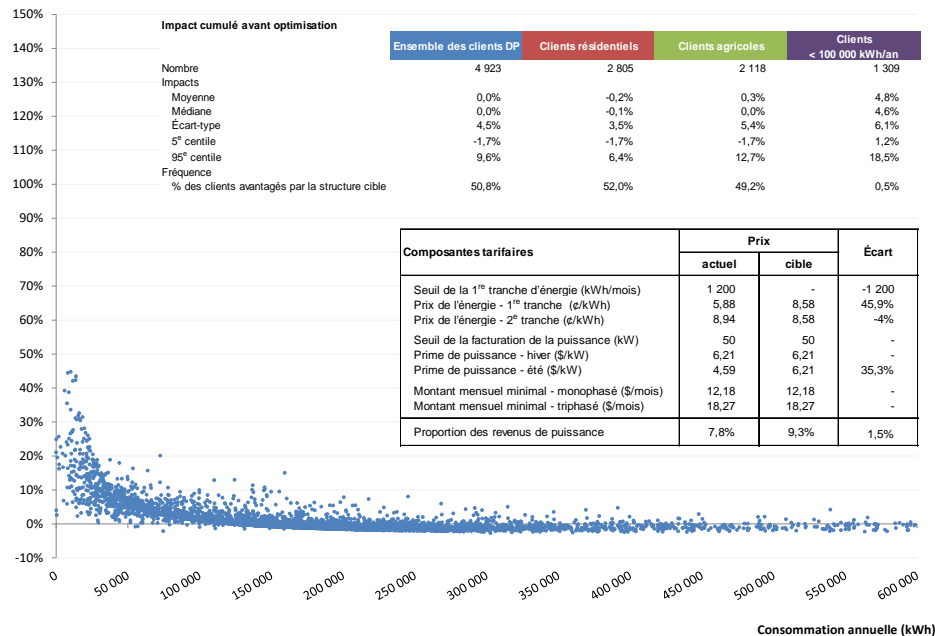
## Description

- Maintien de la facturation de la puissance au-delà de 50 kW
  - Statu quo p/r à la structure actuelle
- **Prime annuelle de puissance**
  - Même prime de puissance applicable l'été et l'hiver
  - Pour récupérer davantage de revenus de puissance lors des appels de puissance en été ET en hiver en raison de la PFM
- Prix unique d'énergie
  - Justifié par le faible écart entre les deux prix d'énergie du scénario ②
  - **En résultante pour obtenir un scénario à revenus constants**

Variante du scénario ④  
avec prime annuelle de puissance

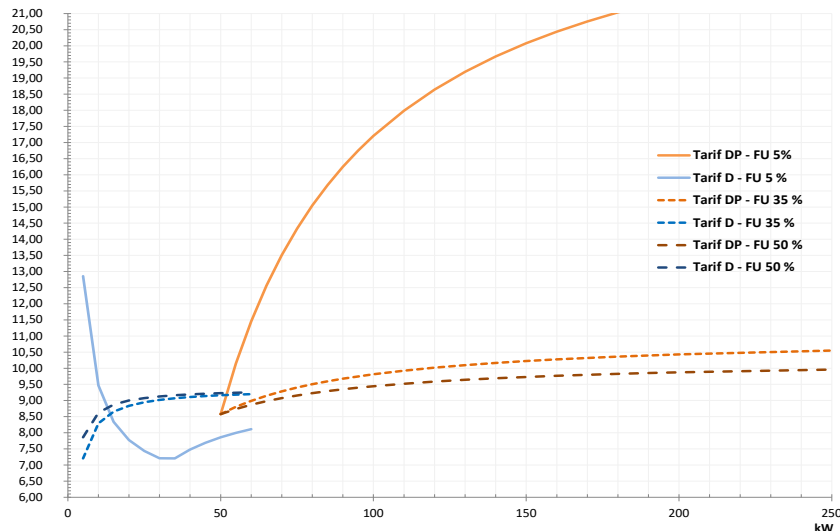
# ⑤ Prix unique d'énergie et prime annuelle au-delà de 50 kW (suite)

Impact cumulé avant optimisation (%)



- Élimination du seuil arbitraire de la 1<sup>re</sup> tranche
- Baisse de l'écart du prix d'énergie p/r au coût évité en énergie

¢/kWh



- Amélioration de la continuité tarifaire pour les faibles et bons FU
- Impacts réduits et recentrés
  - Prime annuelle plutôt que saisonnières ne génère pas d'impacts importants p/r au scénario ④
  - Maintien du seuil de 50 kW diminue l'ampleur des impacts malgré l'application d'un prix unique (équival. hausse prix de la 1<sup>re</sup> tr.) et la hausse de la prime d'été
  - Baisse des clients avantagés : 51 % plutôt que 58 % (struct. cible initiale)
- Faible hausse de la proportion des revenus de puissance: + 1 % p/r au tarif DP (2019)

# ⑤ Prix unique d'énergie et prime annuelle au-delà de 50 kW (suite)

Tarif	Nombre de clients	Impact cumulé p/r au tarif DP (2019)		
		Moyenne	Minimum	Maximum
<b>Avant optimisation</b>				
DP cible	4 923	0%	-3%	45%
<b>Après optimisation</b>				
DP cible	4 610	0%	-2%	39%
Tarif D (2019)	60	9%	3%	31%
Tarif G (2019)	-	-	-	-
Tarif G9 (2019)	-	-	-	-
Tarif M (2019)	253	-9%	-20%	-3%

Cas	Portrait de la consommation								Facture annuelle DP 2019 (\$)	Avant optimisation			Après optimisation			
	Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)	FU minimal (%)	FU maximal (%)		Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)
1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	415 \$	496 \$	81 \$	20%	DP cible	496 \$	81 \$	20%
2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	389 \$	542 \$	153 \$	39%	D	508 \$	119 \$	31%
3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	506 \$	636 \$	130 \$	26%	DP cible	636 \$	130 \$	26%
4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 096 \$	2 552 \$	455 \$	22%	DP cible	2 552 \$	455 \$	22%
5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 263 \$	2 679 \$	416 \$	18%	DP cible	2 679 \$	416 \$	18%
6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 401 \$	2 812 \$	411 \$	17%	DP cible	2 812 \$	411 \$	17%
7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 563 \$	1 986 \$	423 \$	27%	DP cible	1 986 \$	423 \$	27%
8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	10 102 \$	10 141 \$	39 \$	0%	DP cible	10 141 \$	39 \$	0%
9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 644 \$	7 767 \$	122 \$	2%	DP cible	7 767 \$	122 \$	2%
10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 834 \$	11 194 \$	360 \$	3%	DP cible	11 194 \$	360 \$	3%
11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 359 \$	8 459 \$	99 \$	1%	DP cible	8 459 \$	99 \$	1%
12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 627 \$	12 554 \$	-73 \$	-1%	DP cible	12 554 \$	-73 \$	-1%
13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 348 \$	11 325 \$	-23 \$	0%	DP cible	11 325 \$	-23 \$	0%
14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	18 161 \$	17 909 \$	-252 \$	-1%	DP cible	17 909 \$	-252 \$	-1%

- Impacts tarifaires réduits et recentrés avant optimisation
  - De -3 % à 45 % plutôt que de -17 % à 794 % (struct. cible initiale)
- L'optimisation a peu d'effet sur les impacts tarifaires
- Le tarif DP cible est le tarif le plus avantageux après optimisation pour 94 % des clients
  - Baisse des transferts vers les autres tarifs : 313 plutôt que 846 (struct. cible initiale)
  - Pas de transferts au tarif D advenant l'élimination de la double-admissibilité D-DP si PMA entre 50 et 65 kW
- Impacts significativement réduits pour les cas les plus affectés par la struct. cible initiale
  - Cas 1 (résidentiel – pompe à incendie) : impact cumulé de 20 % (avant et après opt.)
  - Cas 2 (agricole – ferme céréalière) : impact cumulé de 39 % (avant opt.) ou de 31 % (si transfert au tarif D)

L'application d'un prix unique d'énergie et d'une prime annuelle au-delà de 50 kW permet également de réduire et de recentrer significativement les impacts tarifaires

# Scénario ⑥

---

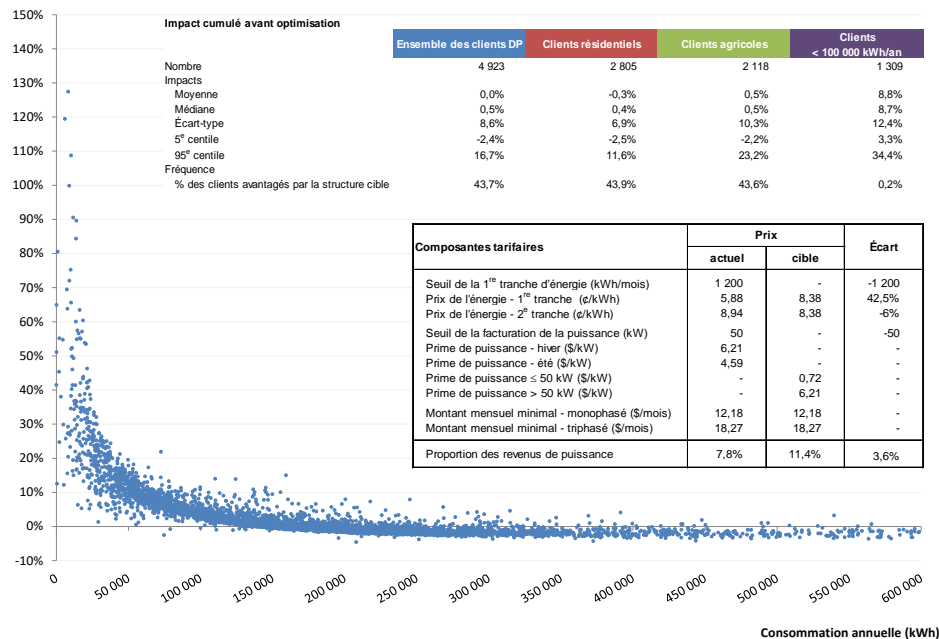
## Description

- Prix unique d'énergie
  - Justifié par le faible écart entre les deux prix d'énergie du scénario ②
- **Facturation de la puissance dès le 1<sup>er</sup> kW appelé**
  - Identique à la structure cible initiale
- **Prime annuelle de puissance pour les 50 premiers kW**
  - Introduction d'un signal de prix en puissance à plus faible intensité
  - **En résultante pour obtenir un scénario à revenus constants**
- Prime annuelle de puissance au-delà de 50 kW
  - Même prime de puissance applicable l'été et l'hiver

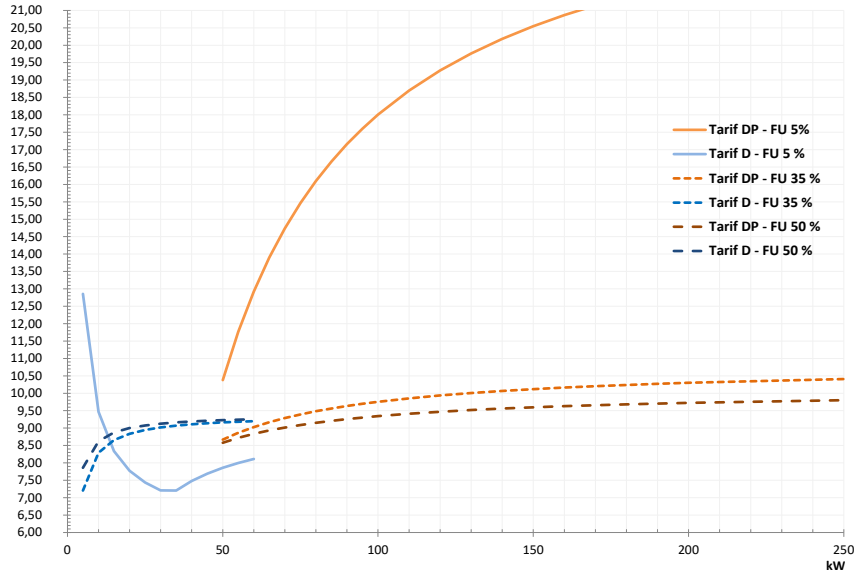
Variante du scénario ⑤  
avec primes progressives de puissance

# ⑥ Prix unique d'énergie et 2 primes annuelles progressives dès le 1<sup>er</sup> kW (suite)

Impact cumulé avant optimisation (%)



c/kWh



- Meilleure continuité tarifaire pour les faibles FU qu'à la struct. cible initiale et qu'au scénario ①
  - Mais continuité moins bonne que celles des scénarios ② à ⑤
- Impacts plus importants et dispersés que les scénarios ② à ⑤
  - Mais dispersion plus limitée qu'à la struct. cible initiale et au scénario ① en raison de l'application d'une plus petite prime pour les 50 premiers kW
  - Baisse des clients avantagés : 44 % plutôt que 58 % (struct. cible initiale)
- Hausse de la proportion des revenus de puissance : + 3 % p/r au tarif DP (2019)

# ⑥ Prix unique d'énergie et 2 primes annuelles progressives dès le 1<sup>er</sup> kW (suite)

Tarif	Nombre de clients	Impact cumulé p/r au tarif DP (2019)			Cas	Portrait de la consommation						Facture annuelle DP 2019 (\$)	Avant optimisation		Après optimisation						
		Moyenne	Minimum	Maximum		Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)		FU minimal (%)	FU maximal (%)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)
<b>Avant optimisation</b>																					
DP cible	4 923	0%	-5%	127%	1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	415 \$	748 \$	334 \$	80%	DP cible	748 \$	334 \$	80%
					2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	389 \$	854 \$	465 \$	119%	D	508 \$	119 \$	31%
					3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	506 \$	735 \$	229 \$	45%	DP cible	735 \$	229 \$	45%
<b>Après optimisation</b>					4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 096 \$	2 965 \$	868 \$	41%	DP cible	2 965 \$	868 \$	41%
DP cible	4 483	0%	-5%	81%	5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 263 \$	3 090 \$	827 \$	37%	DP cible	3 090 \$	827 \$	37%
Tarif D (2019)	231	7%	3%	31%	6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 401 \$	3 227 \$	826 \$	34%	DP cible	3 227 \$	826 \$	34%
Tarif G (2019)	1	86%	86%	86%	7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 563 \$	2 211 \$	648 \$	41%	DP cible	2 211 \$	648 \$	41%
Tarif G9 (2019)	-	-	-	-	8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	10 102 \$	10 297 \$	196 \$	2%	DP cible	10 297 \$	196 \$	2%
Tarif M (2019)	208	-10%	-20%	-5%	9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 644 \$	7 913 \$	269 \$	4%	DP cible	7 913 \$	269 \$	4%
					10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 834 \$	11 215 \$	381 \$	4%	DP cible	11 215 \$	381 \$	4%
					11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 359 \$	8 533 \$	174 \$	2%	DP cible	8 533 \$	174 \$	2%
					12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 627 \$	12 567 \$	-60 \$	0%	DP cible	12 567 \$	-60 \$	0%
					13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 348 \$	11 406 \$	58 \$	1%	DP cible	11 406 \$	58 \$	1%
					14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	18 161 \$	17 937 \$	-224 \$	-1%	DP cible	17 937 \$	-224 \$	-1%

- Impacts tarifaires plus importants et dispersés que ceux des scénarios ② à ⑤
  - Mais significativement réduits p/r à ceux de la struct. cible initiale et scénario ① (de -5 % à 127 % plutôt que de -17 % à 794 % / de -23 % à 635 %)
- L'optimisation permet de réduire les impacts tarifaires des clients désavantagés
- Le tarif DP cible est le tarif le plus avantageux l'après optimisation pour 91 % des clients
  - Baisse des transferts vers les autres tarifs : 440 plutôt que 846 (struct. cible initiale)
  - Il serait justifié de maintenir la double-admissibilité D-DP pour les clients entre 50 et 65 kW afin d'atténuer les impacts de la facturation de la puissance dès le 1<sup>er</sup> kW
- Impacts réduits pour les cas les plus affectés par la struct. cible initiale mais dans une moindre mesure qu'aux scénarios ② à ⑤
  - Cas 1 (résidentiel – pompe à incendie) : impact cumulé de 80 % (avant et après opt.)
  - Cas 2 (agricole – ferme céréalière) : impact cumulé de 119 % (avant opt.) ou de 31 % (si transfert au tarif D)

L'application d'une prime de puissance plus faible pour les 50 premiers kW augmente les impacts pour les perdants mais permet d'assurer un meilleur reflet des coûts moyens

# Analyse comparative des scénarios alternatifs

	①	②	③	④	⑤	⑥
	Hausse du seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche, gel du prix de la 2 <sup>e</sup> tranche et primes saisonnières de puissance dès le 1 <sup>er</sup> kW	Hausse du seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche, gel du prix de la 2 <sup>e</sup> tranche et primes saisonnières au-delà de 50 kW	Hausse du seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche, gel du prix de la 2 <sup>e</sup> tranche et prime annuelle de puissance au-delà de 50 kW	Prix unique d'énergie, et primes saisonnières de puissance au-delà de 50 kW	Prix unique d'énergie, et prime annuelle de puissance au-delà de 50 kW	Prix unique d'énergie et primes annuelles progressives de puissance dès le 1 <sup>er</sup> kW
<b>ÉLÉMENTS À CONSIDÉRER</b>						
Meilleur reflet des coûts moyens (hausse des revenus en puissance)	✓✓✓ (de 8 % à 23 %)	* (maintien à 8 %)	✓ (de 8 % à 9 %)	* (maintien à 8 %)	✓ (de 8 % à 9 %)	✓✓ (de 8 % à 11 %)
Cohérence avec la tarification visant d'autres clientèles	* (primes saisonnières)	* (primes saisonnières)	✓ (prime annuelle)	* (primes saisonnières)	✓ (prime annuelle)	✓ (prime annuelle progressive)
Reflet des coûts évités de long terme en énergie	*prix de la 1 <sup>re</sup> (< CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub> ) *prix de la 2 <sup>e</sup> (> CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub> )	✓prix de la 1 <sup>re</sup> (@CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub> ) *prix de la 2 <sup>e</sup> (> CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub> )	*prix de la 1 <sup>re</sup> (< CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub> ) *prix de la 2 <sup>e</sup> (> CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub> )	*prix unique > CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub>	*prix unique > CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub>	✓prix unique = CE <sup>e</sup> <sub>LT</sub>
Reflet des coûts évités de long terme en puissance	✓✓✓ (par primes E/H, PFM et dès le 1 <sup>er</sup> kW)	✓✓ (par primes E/H et PFM)	✓ (par PFM)	✓✓ (par primes E/H et PFM)	✓ (par PFM)	✓✓ (par PFM et dès le 1 <sup>er</sup> kW)
Structure tarifaire simplifiée et adaptée à la clientèle en puissance	* (en puissance)	* (en puissance)	✓ (en puissance)	✓ (en énergie)	✓✓ (en énergie et en puissance)	✓ (en énergie)
Structure tarifaire minimisant les transferts vers les autres tarifs	✓ (87 % reste au DP)	✓✓✓ (93 % reste au DP)	✓✓✓ (93 % reste au DP)	✓✓✓ (93 % reste au DP)	✓✓✓ (94 % reste au DP)	✓✓ (91 % reste au DP)
<b>AUTRES PRÉOCCUPATIONS SOULEVÉES (D-2018-025)</b>						
Recentrer les impacts (fréq. gagnants, de 5 <sup>e</sup> à 95 <sup>e</sup> )	* (70 % gagnants, de -7 % à 45 %)	✓✓✓ (66 % gagnants, de -0,5 % à 5 %)	✓✓ (66 % gagnants, de -3 % à 6 %)	✓✓ (35 % gagnants, de -1 % à 8 %)	✓✓ (51 % gagnants, de -2 % à 10 %)	✓ (44 % gagnants, de -2 % à 17 %)
Maintenir la progressivité des tarifs domestiques	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Assurer une meilleure continuité entre les tarifs D et DP	** faibles FU ✓✓ bons FU	✓ faibles FU ✓✓ bons FU	✓✓ faibles FU ✓✓ bons FU	✓ faibles FU ✓✓ bons FU	✓ faibles FU ✓✓ bons FU	* faibles FU ✓✓ bons FU
<b>AUTRES CONSIDÉRATIONS</b>						
Ampleur des modifications au tarif DP	+++ (hausse du seuil de la 1 <sup>re</sup> tr. et intro. d'une prime pour les 50 premiers kW)	+ (hausse du seuil et du prix de la 1 <sup>re</sup> tr.)	++ (hausse du seuil et du prix de la 1 <sup>re</sup> tr. et hausse de la prime d'été)	+ (hausse du prix de la 1 <sup>re</sup> tr.)	++ (hausse du prix de la 1 <sup>re</sup> tr. et hausse de la prime d'été)	+++ (hausse du prix de la 1 <sup>re</sup> tr. et de la prime d'été et intro. d'une prime pour les 50 premiers kW)
Double-admissibilité aux tarifs D et DP si PMA entre 50 et 65 kW	Maintien (aucune modification au tarif D)	Possible élimination (tarif D si PMA £ 50 kW)	Possible élimination (tarif D si PMA £ 50 kW)	Possible élimination (tarif D si PMA £ 50 kW)	Possible élimination (tarif D si PMA £ 50 kW)	Maintien (aucune modification au tarif D)



# Scénarios alternatifs de structure cible

---

**Commentaires des participants?**

**Formulaire de positionnement  
à compléter**

# **Annexe A – Tarifs D et DP au 1<sup>er</sup> avril 2019**

# Tarifs D et DP au 1<sup>er</sup> avril 2019

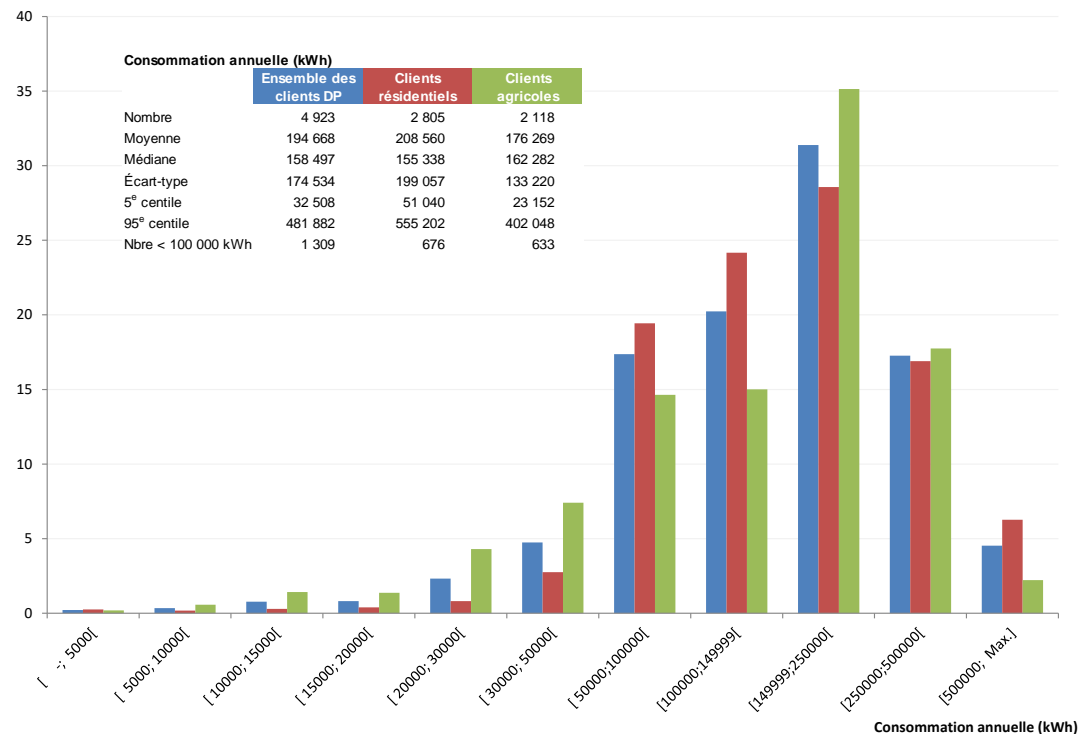
---

Composante tarifaire	Tarif D	Tarif DP
Seuil d'admissibilité	< 65 kW	≥ 50 kW
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	40,64	-
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	1 200
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	6,08	5,88
Énergie - reste de la consommation (¢/kWh)	9,38	8,94
Puissance au-delà de 50 kW - Hiver (\$/kW)	-	6,21
Puissance au-delà de 50 kW - Été (\$/kW)	-	4,59
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	-	12,18
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	-	18,27

# **Annexe B – Portrait de la clientèle au tarif DP (R-4011-2017)**

# Portrait de la clientèle au tarif DP (R-4011-2017)

Fréquence (%)

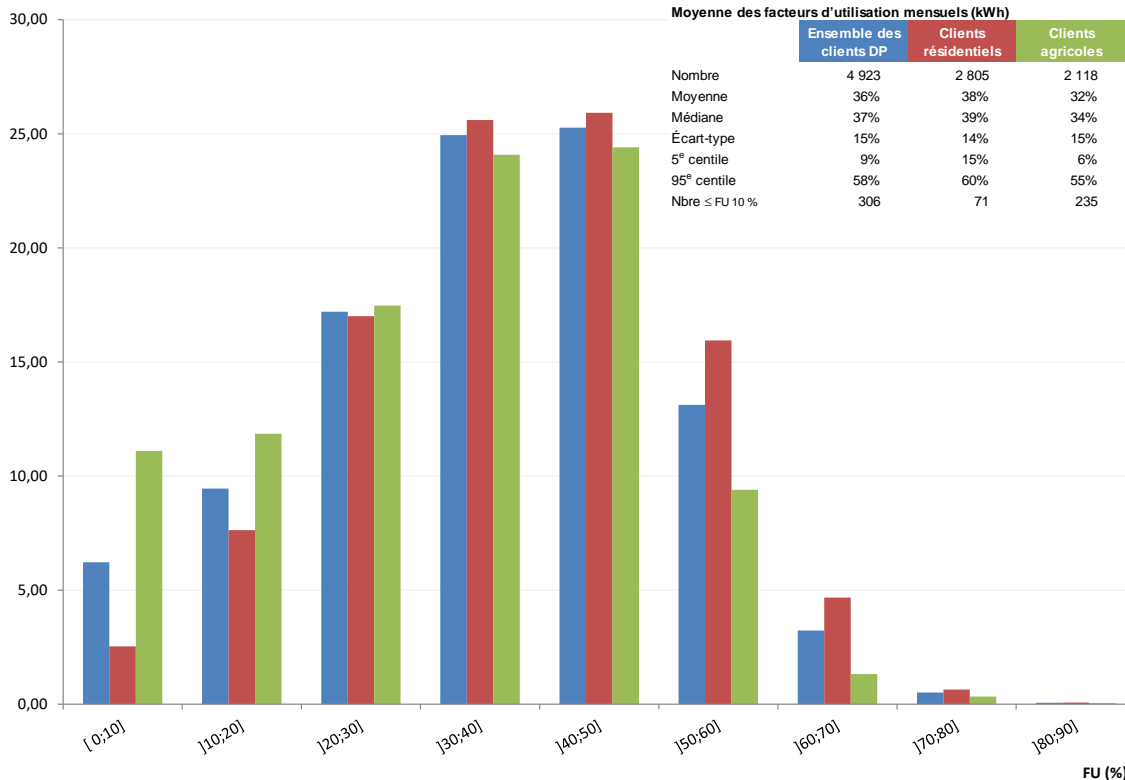


## Distribution des clients par tranche de consommation

- 4 923 clients au tarif DP
  - 57 % résidentiels, 43 % agricoles
- Environ 27 % des clients consomment moins de 100 000 kWh/an
- Plus grande variabilité de la consommation de la clientèle agricole que celle de la clientèle résidentielle
  - Ratio du 95<sup>e</sup> centile p/r au 5<sup>e</sup> centile plus élevé

# Portrait de la clientèle au tarif DP (suite)

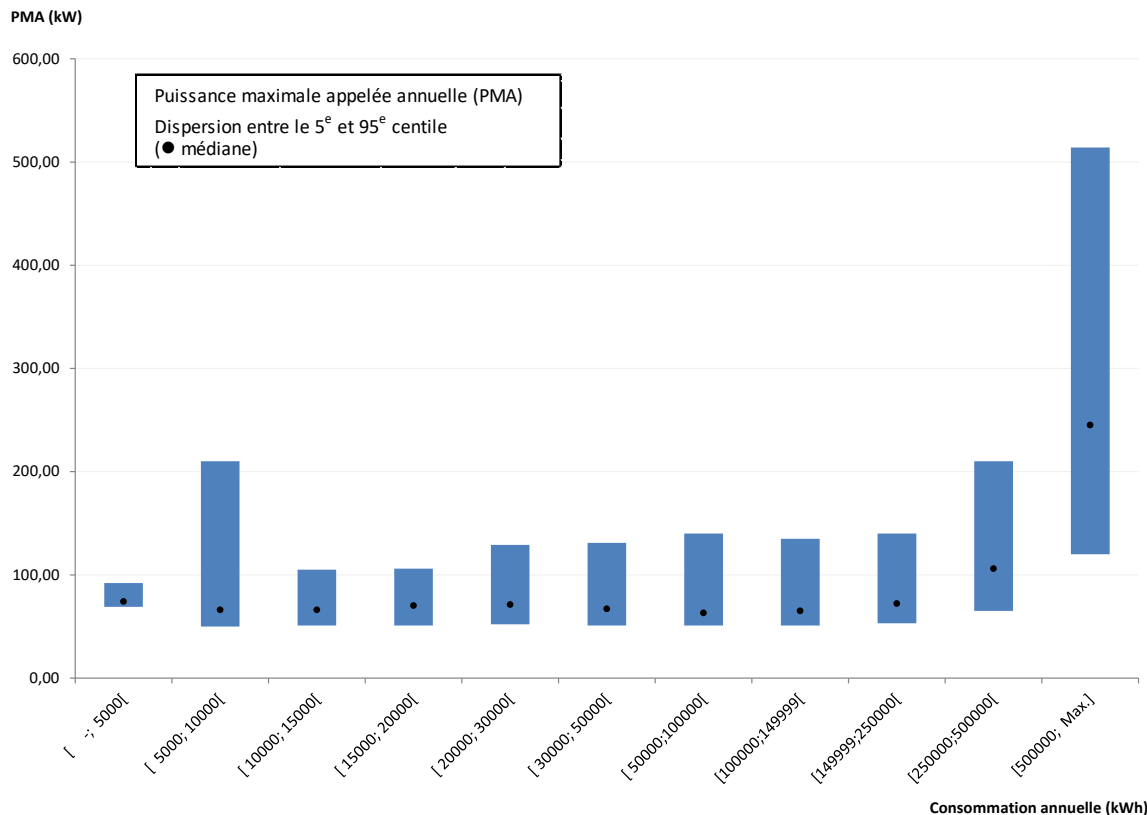
Fréquence (%)



## Distribution des clients par tranche de FU

- FU moyens et médians comparables des clients résidentiels et agricoles
- 6 % des clients au tarif DP présentent un FU inférieur à 10 %
  - 3 % des clients résidentiels
  - 11 % des clients agricoles

# Portrait de la clientèle au tarif DP (suite)

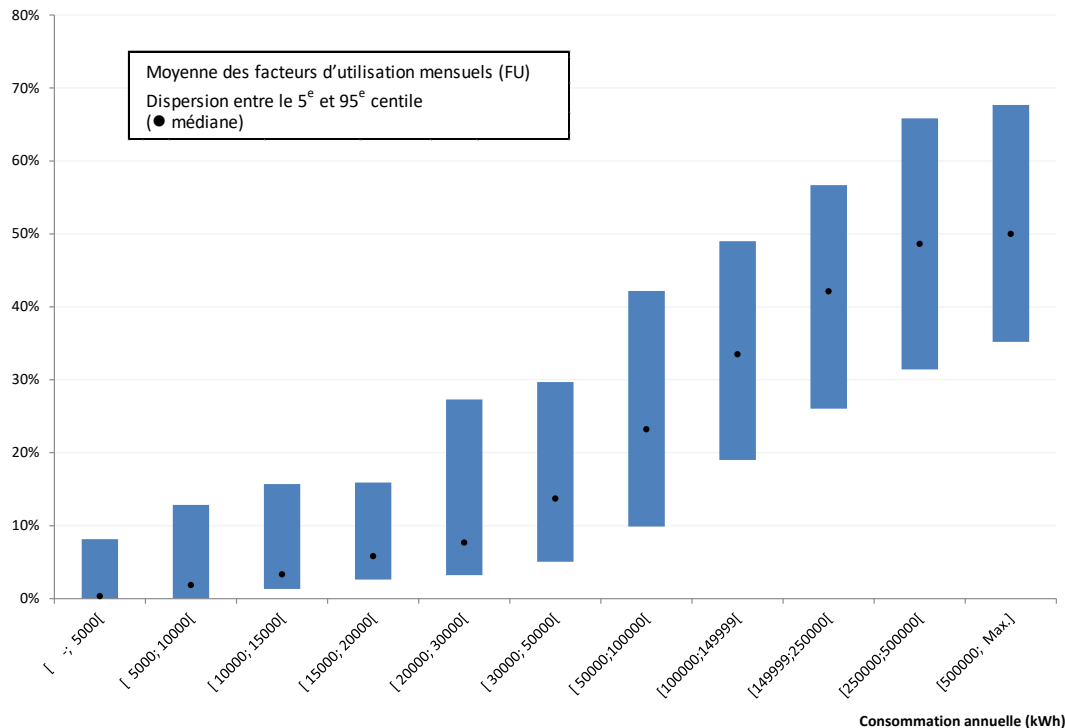


## PMA par tranche de consommation

- Les PMA médianes sont similaires peu importe la tranche de consommation
- Les clients consommant moins de 100 000 kWh/an ont des PMA médianes parmi les plus faibles, généralement inférieures à 100 kW
- La variabilité de la PMA pour une tranche donnée est relativement similaire
  - sauf pour les tranches [ 5 000, 10 000[ et [ 500 000, Max[

# Portrait de la clientèle au tarif DP (suite)

Moyenne des FU mensuels (%)



## FU moyen par tranche de consommation

- Plus la consommation augmente, plus les FU augmentent
- FU généralement plus faible pour les clients consommant moins d'énergie
  - conséquence des PMA élevées malgré la faible consommation



