

Électricité - Structures et options tarifaires (thème 1) *Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution*

Pierre-Olivier Pineau

DÉPARTEMENT DE SCIENCES DE LA DÉCISION

Lundi 13 février 2017 / 10h00 – 11h00

Régie de l'énergie

Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55, Montréal

1. Mandat donné par la Régie

Thème 1 - Structures et options tarifaires, secteur de l'électricité

Notre rapport devait présenter:

- Un balisage des pratiques d'autres juridictions;
- Un diagnostic sur les modes de tarification actuels;
- Les principes tarifaires à la base d'une amélioration de la tarification actuelle;
- Des pistes de solutions tarifaires, avec leurs avantages et inconvénients respectifs

Objectifs:

1. Améliorer les pratiques tarifaires ;
2. Améliorer la situation des consommateurs d'électricité, notamment par une simplification des options offertes ;
3. Prendre en compte la situation particulière des MFR ;
4. Prendre en considération les besoins particuliers de certaines industries.

1. Mandat donné par la Régie (2)

Informations d'intérêt particulier:

- mesures visant à soutenir les MFR,
- interfinancement,
- pratiques de tarifs différenciés (TD) en fonction du moment ou de la température,
- catégories tarifaires fondées sur l'usage,
- pratiques tarifaires selon l'ouverture à la concurrence ou non du marché de détail,
- liens entre le déploiement de certaines technologies (notamment compteurs intelligents, autoproduction, bornes de recharge de véhicules électriques) et l'innovation tarifaire.

Plan

1. Mandat
2. Tendances et principes tarifaires
3. Balisage
4. Interfinancement
5. Pistes de solutions

2. TENDANCES ET PRINCIPES TARIFAIRES

Sondage annuel de la Energy Information Administration (EIA 861)

- Plus de 2 000 distributeurs américains
- Ventes, revenus, nombres de clients... + efficacité énergétique & *green pricing*
- En particulier, depuis 2013:
 - Tarification dynamique (*dynamic pricing*)
 - Compteurs avancés (advanced meters : *Automated Meter Readings, AMR*, et *Advanced Metering Infrastructure, AMI*)
 - Facturation nette (*Net Metering*)
 - Production distribuée (*distributed generation*)

Tarification dynamique

*Time of Use, Real Time, Variable Peak,
Critical Peak, Critical Peak Rebate*

	Nombre de conso. (Millions)			Sous tarification dynamique			Pourcentage		
	R	C	I	R	C	I	R	C	I
2013	136	18,8	0,86	4,62	1,22	0,09	3,4%	6,5%	10,5%
2014	139	19,2	0,86	5,36	1,45	0,09	3,8%	7,5%	10,9%
2015	139	19,0	0,88	5,87	1,63	0,09	4,2%	8,6%	10,0%

Compteurs avancés

- Croissance du nombre de distributeurs avec AMR et AMI
- Nombre des clients avec une partie de leur **charge sous contrôle direct du distributeur**, en croissance dans toutes les catégories de consommateurs entre 2013 et 2015:
 - Résidentiels: +17% (<3% des consommateurs)
 - Commerciaux: +31% (≈0,4%)
 - Industriels: +79% (≈2,3%)

Facturation nette et production distribuée

- Croissance (2013-2015) surtout dans le solaire PV:
 - Résidentiels: +142% (5 544 MW en 2015)
 - Commerciaux: +51% (3 512 MW)
 - Industriels: +56% (885 MW)
- De 238 GWh *revendus* en 2013 à 602 GWh en 2015.
- Production distribuée: plus d'hydro, de PV et de stockage proche de la charge.

Tendances et perspectives québécoise

- Déficit de puissance, surplus d'énergie
- Efficacité énergétique
- Autoproduction
- Voitures électriques: objectif de 100 000 en 2020, 300 000 en 2026

Éléments de tarification au Québec

Tarifs	Redevance(\$)	Prime puissance (\$/kW)	Puissance moyenne (kW)	Conso. moy. /mois (MWh)	Facture moy. /mois (\$)	Part fixe (%)	
						Revenus	Dépenses
D (actuel)	12,19	-	5,5	1,4	116	10%	58%
G	12,33	17,58	7,8	3,1	319	47%	57%
M		14,55	225,3	80,0	6 369	51%	44%
LG		13,23	18 087	7 098	417 364	57%	34%
L		12,99	30 165	16 208	808 608	48%	28%

Principes tarifaires: attributs désirables des structures tarifaires (Bonbright)

Attributs liés au revenu

- 1 Efficacité à générer les revenus
- 2 Stabilité et prévisibilité des revenus.
- 3 Stabilité et prévisibilité des tarifs.

Attributs liés aux coûts

- 4 Efficience statique
- 5 Reflet de tous les coûts (i.e. externalités).
- 6 Juste allocation des coûts entre les différents consommateurs
- 7 Absence de discrimination entre les classes tarifaires (sans interfinancement).
- 8 Efficience dynamique

Attributs liés au pragmatisme

- 9 Simple, compréhensible, acceptable pour le public et réaliste.
- 10 Sans controverse sur son interprétation.

3. BALISAGE

Méthodologie

- 31 distributeurs nord-américains (20 américains, 10 canadiens, 1 mexicain)
- Choix de ces distributeurs dans la continuité des balisages précédents présentés par Hydro-Québec (2004, 2007, 2015)
- Analyse des tarifs:
 - Résidentiels
 - Agricoles
 - Commerciaux
 - Industriels

Tarifs résidentiels

	#	Red. \$/mois	Ajustements (le cas échéant)	c/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	c/kWh	Au-delà	Ajustements (surcharges ou crédits) (c/kWh sauf indication)	Facture minimale	
HQ Distribution	4	12,19	> 50 kW 3,78/kW (été) 6,21/kW (hiver)		900	5,71	8,68		Redevance Facture min. considérée	
EPCOR Edmonton	1	22,33		3,82		4,45			Redevance	
BC Hydro	3	5,51			675	8,29	12,43	5% du total	Redevance	
Manitoba Hydro	3	7,82	> 200 A 15,64			7,93			Redevance	
Energie NB	2	21,17	Rural 23,21			10,59				
Nova Scotia Power Inc.	2	10,83				14,80		0,15	Redevance	
Maritime Electric	4	24,57	Rural 26,92		2 000	13,56	10,79			
Saskpower	4	21,25	Rural 30,68			13,27			Redevance	
Newfoundland Power	2	15,99	> 200 A 20,99			9,72		-1,5% si payé dans les 10 jours +ajustements	Redevance non	
Toronto Hydro	2	23,03		4,18	TDT	8,7 (creuse) 13,2 (médiane) 18 (pointe)				
Puget Sound Energy	2	7,87			600	9,75	11,64	-0,68	7,87	
Seattle City Light	2	4,45			300 (été) 480 (hiver)	5,96	12,57		4,45	
Idaho Power	2	5,00			800	8,57 (été) 7,96 (hiver)	Bloc 2: 1200 kWh 10,31 (été) 8,78 (hiver) 9,73 (hiver)	Au-delà 12,24 (été) 9,73 (hiver)	+ ajustements 5	
DTE Energy	8	6,00		5,67	510	7,89	9,42	0,96\$/mois + 1,48c/kWh	6	
Nashville Electric Service	1	11,83				10,57 (été) 10,018 (04,05,10,11) 10,209 (hiver)		0,34		
Florida Power & Light	3	7,87	TDT 12,36		1000	7,09	9,21	1,05	7,87	
Green Mountain Power	4	13,99				14,84		+ajustements annuels	12,99	
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)	5	8,00				9,395 (été) 8,04 (hiver)		7,75% du total + 2,73c/kWh	8	
Georgia Power	4	10,00			650	5,6582	Bloc 2: 350 kWh 9,40 (été) 4,85 (hiver) 4,76 (hiver)	Au-delà 9,73 (été) 4,76 (hiver)	4 10\$ + charges	
Pacific Power	2	9,50	triphasé 2,20/kW	4,48	1000	5,51	7,51	3% du total + 0,49c/kWh	Redevance + 3.80\$/mois minimum pour la demande (triphasé) + 0.84\$/mois (low income assistance)	
Commonwealth Edison	4	16,46		1,80		4,936 (été) 5,111 (hiver)		+ajustements		
Consolidated Edison	3	16,96	TDT 19,87	3,87	250	9,02 10,36 (été) 9,017 (hiver)		3,00		
South Carolina PSA	3	17,00	TDT 26			12,02 (été) 10,02 (hiver)		Calcul annuel peu explicite	17	
Duke Energy Carolinas	5	11,80	TDT 13,88 TDT 7,77/kW (été) 3,88/kW (hiver)			9,36		Calcul annuel peu explicite		
Southern California Edison	16	0,93		6,92	240 à 1 200	8,84	Bloc 2: (101% à 200%)x bloc 1 16,06	Au-delà 22,39	Crédits (California Climate Credits et Department of Water Resources Energy Credit)	Redevance + 0.329/jour
Massachusetts Electric	3	5,50		10,87		5,28		-1,67	4	
Village of Rouses Point	1	1,00				1,35		Calcul annuel peu explicite	1	
New Hampshire Electric Coop	2	28,93		3,88		7,62				
Flathead Electric Coop	1	22,71	triphasé 33,74		600	6,33	Bloc 2: 2 900 kWh 7,791	11,37	22,71	
Long Island PA	7	10,80			250	8,83	10,71 (été) 8,83 (hiver)		Calcul annuel peu explicite 10.80\$ + "adjustments to rates and charges"	
Mexique / Commission Fédérale de l'Electricité (SCan)	14				75	6,00	Bloc 2: 65 kWh 7,00	19	25 kWh	

Notes: T+D+S: Transmission, distribution et services

TDT: Tarification différenciée dans le temps

Les tarifs américains sont en dollars américains et les tarifs mexicains en dollar canadien, au taux 1 pesos = 0,066 \$Can.

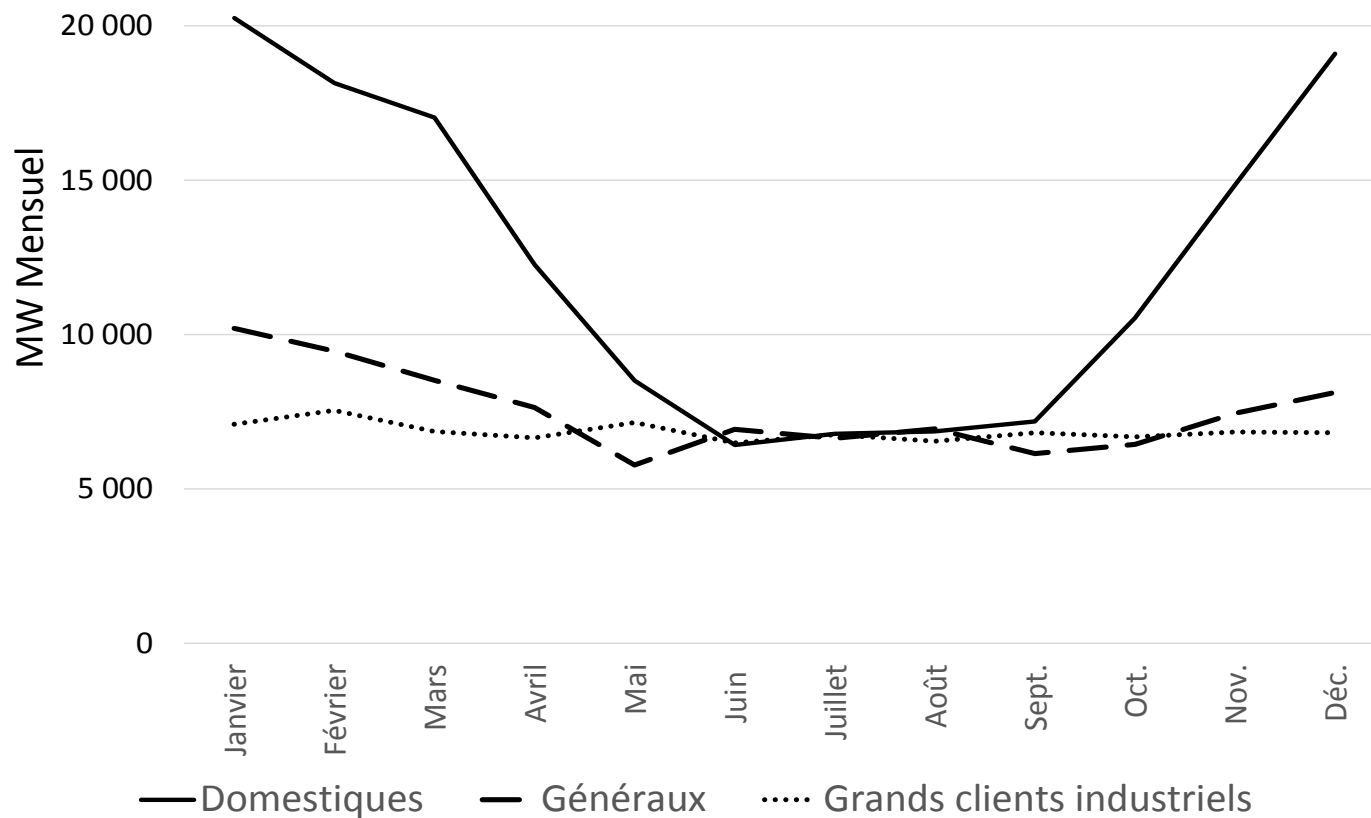
Faits saillants – résidentiel

- Structure traditionnelle domine: redevance fixe + prix au kWh
- La redevance peut varier (10 distributeurs / 30): TDT, ampérage, courant triphasé, localisation (urbain/rural)
- Prix spécifique (\$/kWh) pour la transmission/distribution pour près du tiers des distributeurs
- 50% des distributeurs utilisent des blocs tarifaires, progressifs (sinon tarif uniforme ou TDT)

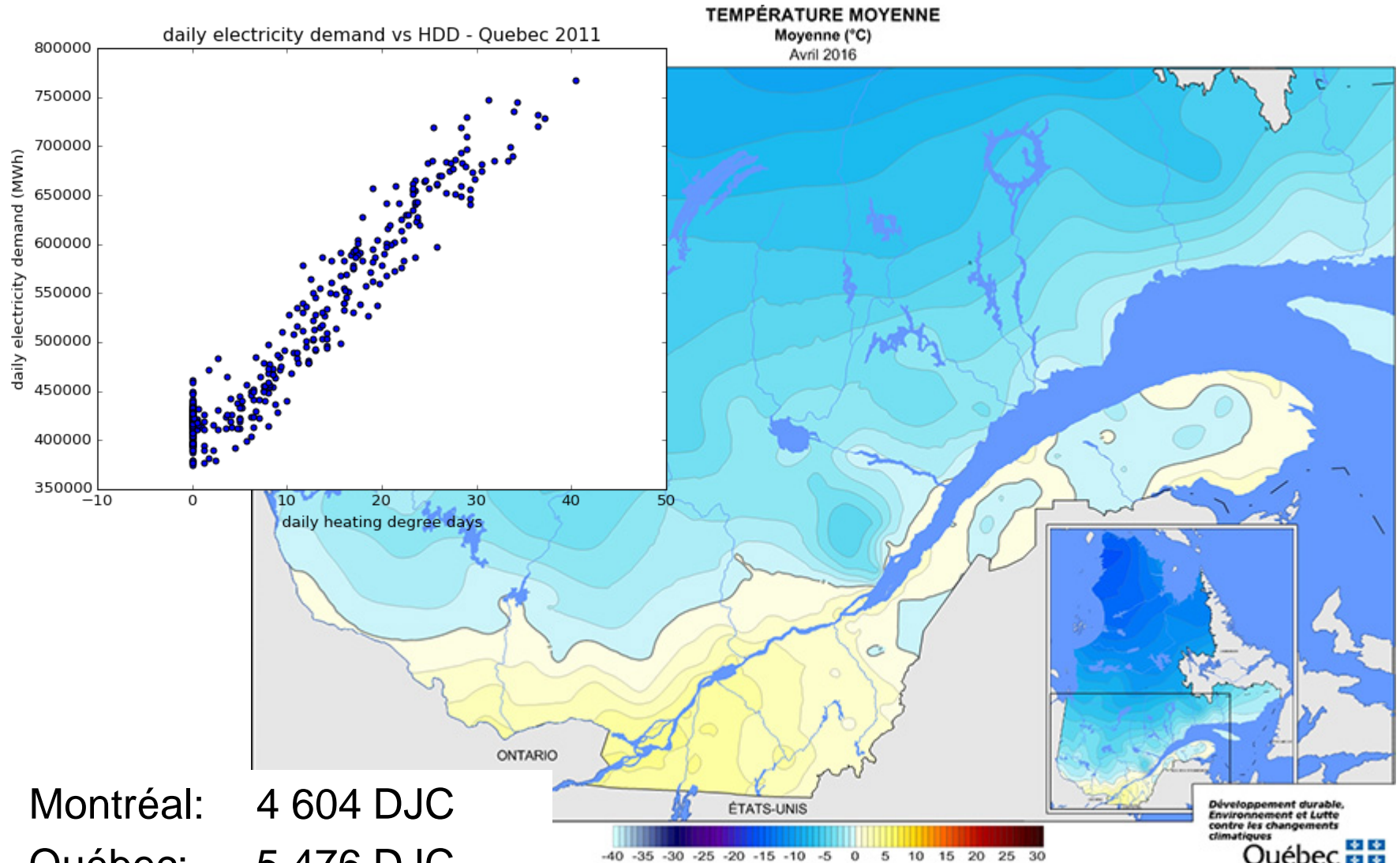
Diagnostic du tarif résidentiel québécois

- Grande simplicité / sans controverse sur l'interprétation
- Signal de prix majoritairement absent pour la puissance et les heures de pointes – aucune «éducation» n'est faite à travers les tarifs. Problème d'efficience (court terme + long terme).
- Risque sur les revenus: déséquilibre prononcé entre revenus et coûts de sources fixes et variables. Problématique avec les tendances de puissance en croissance, mais de ventes en stagnation.
- Allocation des coûts et discrimination: diversité géographique

Puissances coïncidentes mensuelle par catégories de consommateurs (2017)



Température moyenne au Québec



Montréal: 4 604 DJC

Québec: 5 476 DJC

Tarifs agricoles

	Type de tarif	Red. \$/mois	Ajustements (le cas échéant)		c/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	c/kWh	Au-delà	Surcharges (c/kWh sauf indication)	Facture minimale
HQ Distribution										
EPCOR Edmonton	Irrigation	Pas de détails disponible								Redevance
BC Hydro	Exempt Residential Service Rate for farms	5,87					9,93			
Manitoba Hydro										
Energie NB										
Nova Scotia Power Inc.										
Maritime Electric										
Saskpower	Farm rate	32,61	>50 kVA	11,981/kVA		16 000	11,80	5,12		Redevance + 4,54\$/kVA pour demande max. >50kVA
Newfoundland Power										
Toronto Hydro										
Puget Sound Energy	Irrigation	10,04	> 50 kW	4,35/kW (été) 8,83/kW (hiver)		20 000	6,95 (été) 9,74 (hiver)	6,05 (été) 7,55 (hiver)		Été - Bloc 1: 6,27, 5,37 au-delà Hiver - Bloc 1: 9,06, 6,88 au-delà + autres composantes
Seattle City Light										
Idaho Power	Agricultural irrigation service (schedule 24)	22 (été) 3,5 (hiver)		7,01/kW (été) 0/kW (hiver)		164 kWh/kW	5,79 (été) 6,65 (hiver)	5,49 (été) 6,65 (hiver)		+ajustements
DTE Energy										
Nashville Electric Service										
Florida Power & Light										
Green Mountain Power										
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)										
Georgia Power	Farm service FS-10 (autres tarifs disponibles, dont irrigation, seasonal agricultural service, agricultural process)	11,00				650	17,60 (été-pointe) 5,99 (été hors pointe) 5,99 (hiver)	17,60 (été-pointe) 5,99 (été hors pointe) 3,33 (hiver)		3
Pacific Power	Agricultural pumping (#41)	0,00	triphasé >50 kW triphasé >300kW	310 1 210	3,93	100 kWh/kW	5,86 (été) 8,59 (hiver)	5,86 (été) 5,86 (hiver)		0,17c/kWh + autres composantes
Commonwealth Edison										
Consolidated Edison										
South Carolina PSA										
Duke Energy Carolinas										
Southern California Edison	TOU-PA-3 TOU Pumping and Agricultural - large (rate A) (10 tarifs)	212,63	8,59/kW (dist.) 2,68/kW (trans.)	≤50kV 0,55/kVAR >50kV 0,47\$/kVAR	2,25	TDT	2,81 (creuse) 4,4 (médiane) 8,54 (pointe) (été) 3,23 (creuse) 4,05 (médiane et pointe) (hiver)			-0,022
Massachusetts Electric	Farm discount: 10%									
Village of Rouses Point										
New Hampshire Electric Coop										
Flathead Electric Coop	Irrigation (IRR01)	46,79	4,83/kW				TDT 3,82 (creuse et médiane) 5,59 (pointe) (été) 3,64 (creuse) 4,1 (médiane) 7,06 (pointe) (hiver)			
Long Island PA										
Mexique / Commission Fédérale de l'Électricité	Tarifa 9 (irrigation)					5 000	3,63	Bloc 2: 10 000 kWh 4,03 Bloc 3: 20 000 kWh 4,36		4,82

Faits saillants – agricole

- $\approx 1/3$ des distributeurs ont des tarifs agricoles, ou des tarifs fondés sur l'usage liés à l'agriculture (irrigation surtout)
- Beaucoup de diversité: tarifs de puissance, TDT, blocs progressifs, dégressifs.
- Pas de tarif spécifique pour l'industrie serricole – simplement, dans un cas, un tarif d'éclairage pour cette industrie.

Tarifs commerciaux

	Nom	Domaine d'application	Red. \$/mois	\$/kW	c/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	c/kWh	Au-delà	Surcharges et commentaire (c/kWh sauf indication)
HQ Distribution	Tarif G	Puissance minimale <65 kW	12,33	> 50kW 17,31		15 090	9,71	6,60	Crédits accordés (/kW) si alimentation haute tension.
EPCOR Edmonton	Price Schedule DAS- SC	< 50 kVA	14,61		5,39		4,45		
BC Hydro	Small General Service rate	< 35 kW	7,04				11,16		5% du total, moins crédits selon la tension au compteur
Manitoba Hydro	General service small (2016-20)	≤200 kVA	21,20	> 50kVA 9,77		11 000	8,33	Bloc 2: 8 500 kWh	5,78 3,82
Energie NB	Usage général I (ordinaire)		22,52	> 20kW 10,37		5 000	12,97		
Nova Scotia Power Inc.	Small General Tariff	Consommation ≤ 32 000 kWh/an	12,65			200	15,43		Fuel adjustment
Maritime Electric	General Service Rate		24,57	> 20kW 13,43		5 000	16,64		
Saskpower	Supplied transformation rate (urban)	Entre 75kVA et 3000 kVA	54,02	> 50kVA 14,55		16 750	11,12		
Newfoundland Power	Rate 2.1 General Service	0-100 kW triphasé	21,14	6,69 (été) 9,19 (hiver)		3 500	9,62		Maximum de 19c/kWh
Toronto Hydro	General Service Time-of-Use rates	< 50 kW	38,71		4,41	TDT	8,7 (creuse) 13,2 (médiane) 18 (pointe)		Grand nombre de petites surcharges spécifiques
Puget Sound Energy	General service (Schedule 24)	< 50 kW	10,16				9,44 (été) 9,75 (hiver)		Grand nombre de petites surcharges spécifiques
Seattle City Light	Small general service (SMC)	< 50 kW					8,48		Facture minimale de 7,80\$ et différenciée selon les secteurs. + ajustements
Idaho Power	Small general service (7)	≤ 2 000 kWh/mois	5,00			300	9,77	11,64 (été) 10,26 (hiver)	
DTE Energy	General service rate (D3)	< 1 000 kW	8,78		3,59		7,55		+ ajustements
Nashville Electric Service	General power rate (Schedule GSA-2)	50 à 1 000 kW ou < 50 kW mais > 15 000 kWh	156,87	1,5 > 50 kW 14,14 (été) > 50 kW 13,25 (non-été)		15 000	11,08 (été) 10,77 (hiver) 10,58 (sinon)	6,55	+ajustement variable de mois en mois
Florida Power & Light	General service demand (GSD-1)	20 à 500 kW	20,24	8,26	2,17		2,50		+ajustements
Green Mountain Power	General service rate schedule (#6)	< 200 kW et < 7 600 kWh	18,59	> 5kW 11,21		500	14,45	Bloc 2: 3*(peak kW - 5kW)*nb de jours 14,45	9,97 +ajustements annuels
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)	Small general service (A09, A10, A11, A13)		8,00				8,79 (été) 7,43 (hiver)		3
Georgia Power	Small general service (GS-10)	≤ 3 000 kWh ≤ 30 kW	18,00			25	0	10,32	3
Pacific Power	Small general service #23	≤ 30 kW	17,35	> 15kW 5,23 0,65/kVAR		3 000	9,94	8,35	3% + ajustements
Commonwealth Edison	Small load delivery (BES)	< 100 kW	25,48	6,42			4,97 (été) 5,13 (hiver)		+ multiples petits frais
Consolidated Edison	General small rate SC-2 rate II (time-of-)	< 10 kW	31,32		11,65	TDT	été 9,2 (creuse) 25,18 (pointe) hiver 9,25 (creuse) 12,4 (pointe)		+ ajustements
South Carolina PSA	General service (GA-16)	≤ 50 kW	21,00				11,25 (été),		+ ajustements (carburant, ventes)
Duke Energy Carolinas	General service, building construction service (BC)		19,39			50	8,38	6,63	+ ajustements
Southern California Edison	General service non-demand, small businesses (GS-1)	≤ 20 kW	23,67		7,31		8,93 (été) 5,93 (hiver)		-0,468 et d'autres crédits liés au voltage
Massachusetts Electric	General service - small commercial and industrial G1	≤ 10 000 kWh ≤ 200 kW	10,00		9,99		4,91		0,967
Village of Rouses Point	General service - non-demande metered (Service classification no. 2)	< 5 000 kWh	1,00				2,04		+ ajustement pour achat d'électricité
New Hampshire Electric Coop	Basic 3 phase time of use with critical peak	< 50 kW	57,86		5,73	TDT	27,17 (pointe) 7,02 (creuse) (inclut le Regional Access Charge)		0,41
Flathead Electric Coop	Medium general service Northwest (MGS01)	50-100 kW triphasé	38,47 53,09	2,47 1,29/kVAR			5,10		
Long Island PA	General service - small (service classification no. 2)	< 7 kW	10,80				11,36 (été) 9,47 (hiver)		11,33
Mexique / Commission Fédérale de l'Électricité	Commercial général basse tension : Tarifa 2 (2015 - 2016)	< 25 kW	4,05			50	0,15	Bloc 2: 50 kWh 18,38	20,25

Tarifs industriels

	Nom	Domaine d'application	Redevance (\$/mois)	\$/kW	¢/kWh (T+D+S)	kWh bloc 1	¢/kWh	Au-delà	Surcharges (¢/kWh sauf indication)
HQ Distribution	Tarif L	≥ 5 000 kW		12,87			3,26		Crédits pour alimentation en moyenne et haute tension
EPCOR Edmonton	Primary commercial/industrial distribution connected	150 à 5 000 kVA	2 118,77	12,10	1,18		4,46		5,57% des achats horaires (volume x prix marché)
BC Hydro	Transmission service (1823)	> 60 kV		7,635/kVA			4,48		5% du total
Manitoba Hydro	General service large (2016-60)	750 V à 30 kV		8,29/kVA			3,59		
Energie NB	Usage industriel petite puissance	5 à 750 kW		6,78		100 kWh/kW	13,16	6,21	
Nova Scotia Power Inc.	Small industrial tariff	< 250 kVA ou 225 kW		7,714/kVA		200 kWh/kVA	10,45	8,07	
Maritime Electric	Large Industrial Rate	> 750 kW		14,50			6,25		
Saskpower	Customer-Owned Transformation Rate—Standard Rate (E07)	75 à 3 000 kVA	225,98	13,011/kVA			6,76		
Newfoundland Power	Rate 2.4 General service	≥ 1 000 kVA	86,15	4,97 (été) 7,47 (hiver)		75 000	7,67	6,08	
Toronto Hydro	General service	> 5 000 kW	3 806,24	6,4841 5,82/kVA		TDT 8,7 (creuse) 13,2 (médiane) 18 (pointe)			
Puget Sound Energy	Primary - Large demand general service (schedule 31)	> 600 V	356,91	9,29 (été) 13,21 (hiver)			5,73		+ ajustements
Seattle City Light	High demand general service (HDC)	≥ 10 000 kW		2,08 (pointe) 0,22 (creuse)		TDT 4,91 (creuse) 7,32 (pointe)			Facture minimale de 1 744,50\$/mois
Idaho Power	Large power service (schedule 19 secondary)	> 1 000 kW	39,00	6,86 (creuse) 7,88 (pointe) (été) 5,17 (hiver)		TDT été 4,49 (creuse) 5,06 (médiane) 6,39 (pointe) hiver 4,18 (creuse) 4,70 (médiane et pointe)			0,8
DTE Energy	Primary supply rate (D11)	> 50 kW	275,00	<24kV 3,38 24-41,6kV 1,34 >120kV 0,88 14,65 (pointe, en sus) 11,82 (été pointe) 10,93 (hiver pointe) 2,30 (creuse)		3,51 (creuse) 3,81 (pointe)			+ ajustements
Nashville Electric Service	Manufacturing service rate (schedule MSD)	> 25 000 kW	2 350,00	2,30 (creuse)		été 7,11 (pointe) + 4,78*ratio (bloc 1 de 200h) + ... hiver 6,04 (pointe) + 4,99*ratio (bloc 1 de 200h) + ... autres mois 5,07 (pointe) + 5,07*ratio (bloc 1 de 200h) + ...			0,34 + 1,46\$/kVAR au-delà de 33% de la demande
Florida Power & Light	General service large demand (GSLD 3)	> 2 000 kW et > 69 kV	1 620,94	10,29	1,13		2,43		+ ajustements
Green Mountain Power	Commercial and industrial time-of-use rate schedule (#63/65)	> 200 kW ou > 7 600 kWh	91,61	20,24 (pointe) 1,22 (creuse)		TDT 7,51 (creuse) 8,83 (pointe)			
Northern States Power - Minnesota (Xcel Energy)	General (A14)	> 1 000 kW	25,75	14,07 (été pointe) 9,96 (hiver pointe)		400h x demande	3,2	1,4	7,75% + ajustements + surcharges si transformation du courant
Georgia Power	Power and light large (PLL-11) (même catégorie que commercial)	> 500 kW	21,00	9,53		3 000	13,26	Bloc 2: 7 000 kWh, 12,03 Bloc 3: 190 000 kWh, 10,26	7,91 + ajustements
Pacific Power	Large general service 1000kW and over (#48 primary)	> 1 000 kW	460	8,55 (pointe) 1,25 (creuse)		TDT 4,71 (creuse) 4,81 (pointe)			3% + ajustements
Commonwealth Edison	Extra large load	> 10 000 kW	1 215,73	5,23 (secondaire)			4,97 (été) 5,13 (hiver)		1,74 + autres ajustements
Consolidated Edison	General large SC-9, rate 1, low-tension	> 10 kW	142,06	11,21 >5kW 21,82 (été) 17,22 (hiver)	2,36		0,0769 (prix maximal pour 2015: prix variant selon		+ ajustements
South Carolina PSA	Large general service (GL-16)	> 300 kW	25,00	23,29			4,65 (été) 3,65 (hiver)		+ ajustements
Duke Energy Carolinas	Industrial service (I)	Manufacturier	19,27	>30kW 4,47		125 kWh/kW	3 000 kWh à 11,89	87 000 kWh suivant	6,56 + ajustements
Southern California Edison	TOU-8 Time-of-use general service - large	> 500 kW	2 102,75	24,25 (été pointe) 10,80 (été hors-pointe) 7,76 (hiver)	1,82	TDT été 2,57 (creuse) 4,07 (médiane) 5,97 (pointe) hiver 3,18 (creuse) 3,97 (médiane et pointe)			+ ajustement (critical peak, crédits, voltage)
Massachusetts Electric Village of Rouses Point	General service time-of-use G3 Large general service (service classification no. 4)	> 200 kW ou > 7 600 kWh Voltage primaire	223,00 1,00	5,75 1,50	8,71	TDT 0,54 (creuse) 1,29 (pointe)	1,05		+ ajustements + ajustements (achat d'énergie)
New Hampshire Electric Co	Industrial	≥ 150 kW	518,67	>60kW 8,68	2,62		7,62		+ ajustements
Flathead Electric Coop	Industrial service Northwest Montana time-of-use (IND01)	> 1 000 kW	350,81	7,21 (pointe)		TDT été 2,98 (creuse) 4,37 (pointe) hiver 2,84 (creuse) 3,02 (médiane) 5,51 (pointe)			
Long Island PA	Large general and industrial service with multiple rate periods (secondary, rate 285)	> 145 kW	304,80	22,44 (pointe) 5,34 (médiane)		TDT 2,91 (creuse) 4,35 (médiane) 5,43 (pointe)			+ ajustements de 8,56 à 11,50 ¢/kWh pour le coût du carburant et autres.
Mexique / Commission Fédérale de l'Electricité (SCan)	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión	Haute tension		9,18 à 17,91		TDT 5,22 (creuse) 6,144 (médiane) 15,88 (pointe)			

Faits saillants – commercial & industriel

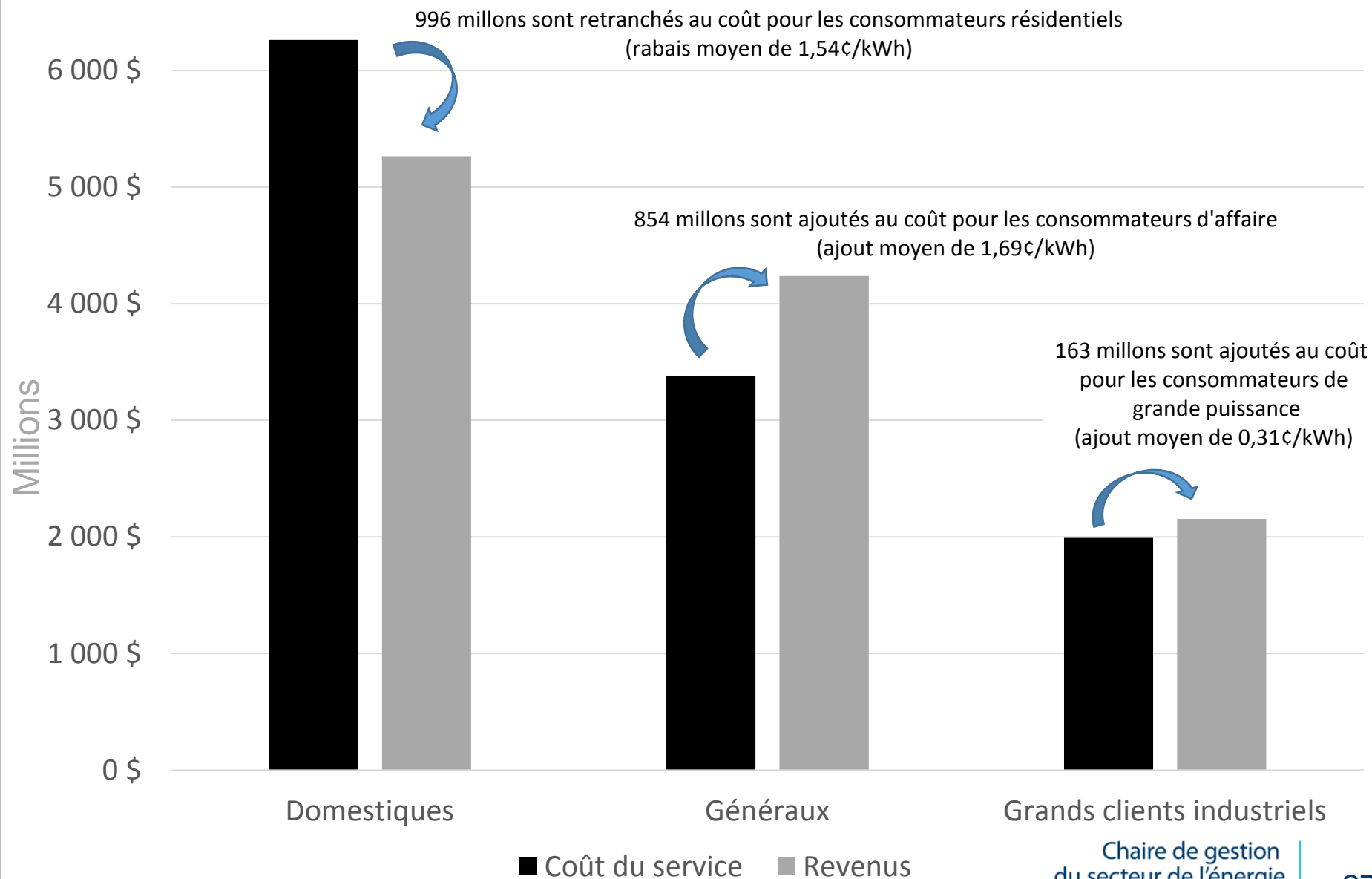
- Pas de distinction universelle entre ces deux catégories
- Tarification de la puissance est beaucoup plus commune ($\approx 50\%$ des tarifs commerciaux et tous les tarifs industriels)
- Beaucoup de tarifs dégressifs pour l'énergie
- TDT très fréquente – notamment pour les saisons. Autant pour la puissance que l'énergie.
- Surcharges et ajustements très fréquents – et très difficiles à comprendre
- Quelques tarifs fondés sur l'usage: stations de ski, transport en commun, éclairage, développement économique

Diagnostic tarifs commerciaux et industriels québécois

- Grande simplicité / sans controverse sur l'interprétation
- Signaux de prix majoritairement présents, mais très peu selon les saisons ou les heures.
- Beaucoup de tarifs et d'options offertes par Hydro-Québec.
- Risque de multiplier les tarifs spécifiques (par exemple le tarif «borne de recharge»)

4. INTERFINANCEMENT

Illustration de l'interfinancement (2017)



Mécanismes d'atténuation (-) et d'exacerbation (+) de l'interfinancement

		Région					
		CA	Seattle	SK	ON	NY	QC
Type de mécanisme	Zone climatique	+					
	Zone rura./urb.			-			
	Quartier/Mun.		-				
	Catégorie conso.				+		
	Proximité hydro.					+	
	Réallocation explicite						+

5. PISTES DE SOLUTION

Tarifs domestiques

- *Introduction d'une tarification de la puissance*
- *Créer une différenciation saisonnière des prix*
- *Créer une différenciation par zone climatique*
- *Cibler les ménages à faible revenu*

Tarifs généraux et industriels

- *Simplification supplémentaire de la structure tarifaire*
- *Avoir des programmes d'aide temporaire*

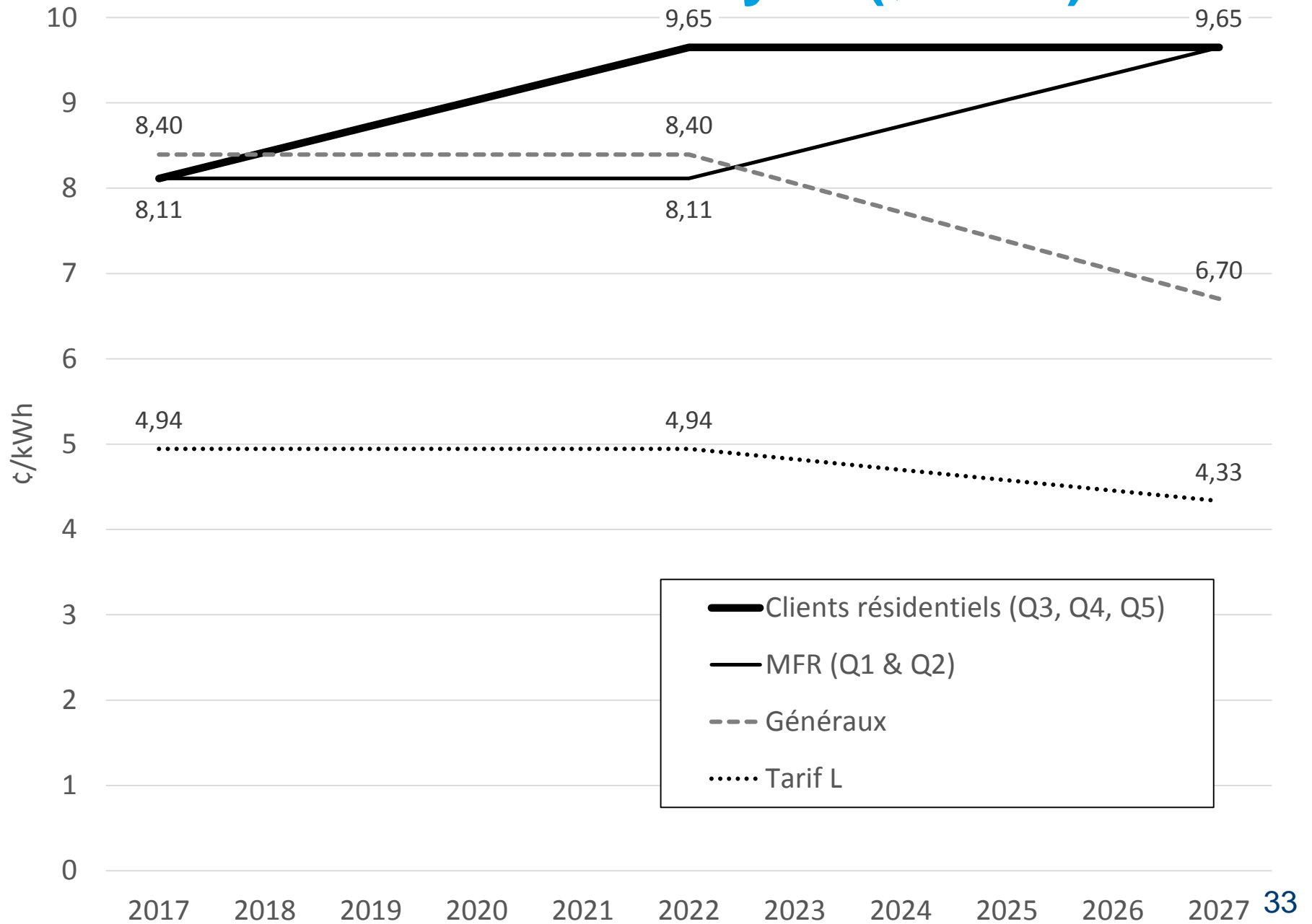
Interfinancement

- *Mettre fin à l'interfinancement*

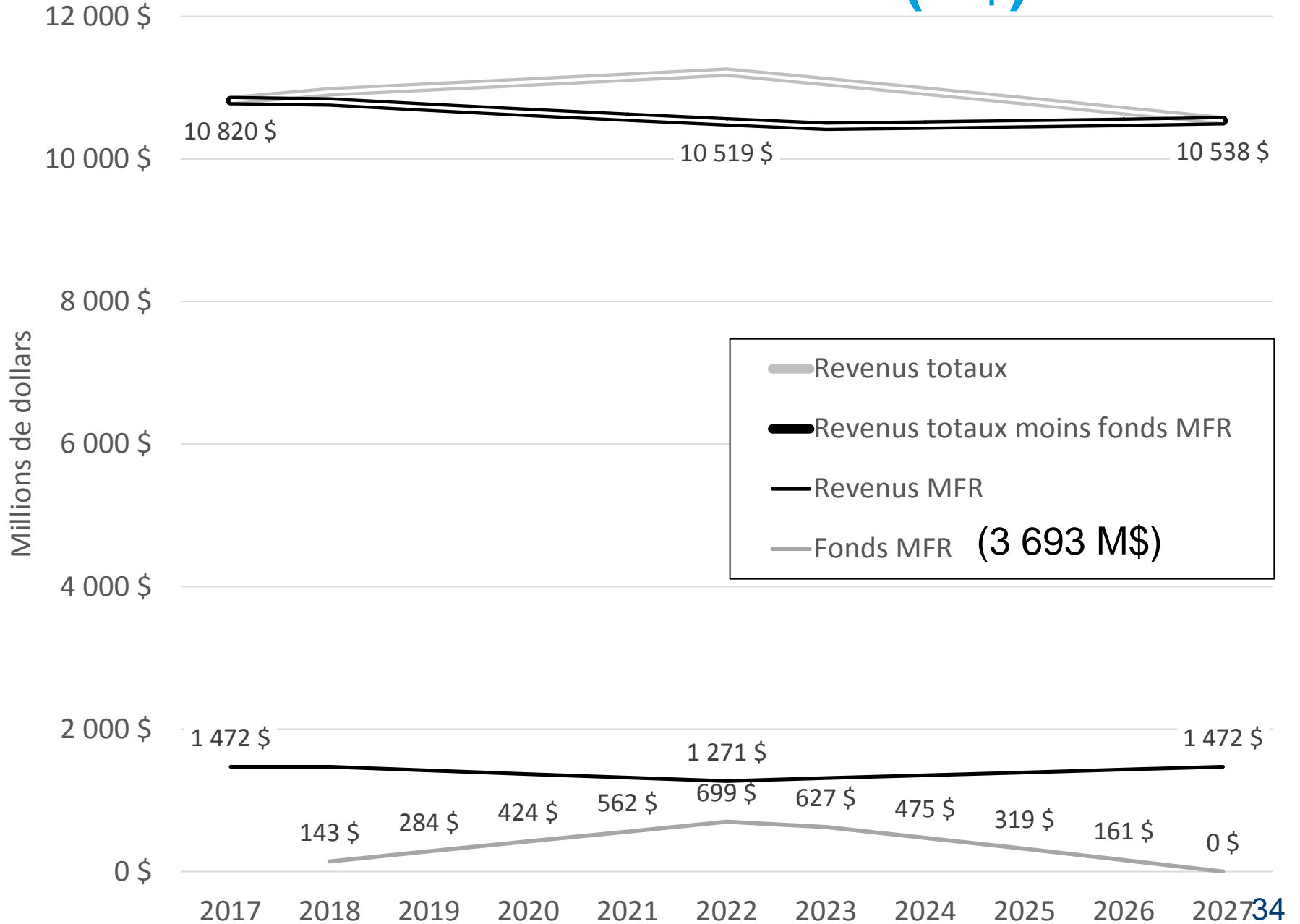
Mécanisme proposé (sur 10 ans)

1. Gel des tarifs pour les MFR
2. Augmentation des tarifs pour les non-MFR
3. Gel des tarifs commerciaux et industriels
4. Investissement en faveur des MFR
5. Constat de baisse de consommation chez les MFR

Évolution du revenu moyen (¢/kWh)



Évolution des revenus totaux (M\$)



En conclusion

- Contexte de transition énergétique: *il doit y avoir changement – subventionner la consommation (des classes aisées) est inacceptable*
- La technologie évolue, la tarification aussi
- Efficacités
 - **Statique** (court terme) – influence les comportements immédiats
 - **Dynamique** (long terme) – influence les structures
- L'équilibre efficacité-simplicité n'est pas trivial à trouver (mais ne sous-estimons pas les québécois)

Merci!



Internet **energie.hec.ca**
Twitter **@HECenergie**
Courriel **energie@hec.ca**

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL