

**AVIS DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE SUR LES MESURES  
SUSCEPTIBLES D'AMÉLIORER LES PRATIQUES TARIFAIRES  
DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL**

**RAPPORT  
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**



## TABLE DES MATIÈRES

1.	CONTEXTE.....	7
2.	CONSTATS ET POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	9
3.	CADRE RÉGLEMENTAIRE AU QUÉBEC.....	13
3.1.	Réglementation économique.....	13
3.2.	Fixation des tarifs.....	13
3.2.1.	<i>Interfinancement</i> .....	14
3.2.2.	<i>Coûts de fourniture</i> .....	18
4.	STRUCTURES ET OPTIONS TARIFAIRES.....	20
4.1.	Conception des tarifs.....	20
4.2.	Offre tarifaire du Distributeur.....	22
4.2.1.	<i>Tarifs domestiques</i> .....	23
4.2.2.	<i>Tarifs et options de grande puissance</i> .....	28
4.2.3.	<i>Tarifs et options de petite et de moyenne puissance</i> .....	30
4.3.	Traitement des demandes particulières de clients.....	34
4.3.1.	<i>Ménages à faible revenu</i> .....	36
4.3.2.	<i>Serriculture</i> .....	38
4.3.3.	<i>Stations de ski</i> .....	41
5.	COMPÉTITIVITÉ MONDIALE DES PRIX PAYÉS PAR LES CLIENTS INDUSTRIELS.....	44
5.1.	Description de la clientèle.....	44
5.2.	Comparaison des prix.....	46
5.3.	Compétitivité des secteurs industriels.....	52
5.3.1.	<i>Tendances du marché</i> .....	52
5.3.2.	<i>Facteurs de localisation et coûts de l'électricité</i> .....	53
5.3.3.	<i>Performance de l'industrie québécoise</i> .....	54
5.3.4.	<i>La situation du Québec par rapport aux principales régions concurrentes</i> .....	55
6.	INTÉGRATION DES NOUVELLES TECHNOLOGIES.....	57
6.1.	Production distribuée.....	58
6.2.	Option de mesurage net.....	61
6.3.	Stockage d'énergie.....	62
6.4.	Mobilité électrique - Véhicules électriques.....	63

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Échelles d'indices d'interfinancement de distributeurs d'électricité canadiens et indices d'interfinancement de la catégorie domestique .....	17
Figure 2 : Avantage des tarifs au Québec par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord.....	18
Figure 3 : Critères permettant de porter un regard objectif sur la tarification .....	21
Figure 4 : Prix moyens de l'électricité au 1 <sup>er</sup> avril 2016 (¢CA/kWh) – Clientèle résidentielle (1 000 kWh/mois).....	23
Figure 5 : Répartition des ventes et des clients au tarif L par secteurs d'activité .....	45
Figure 6 : Répartition des ventes et des clients au tarif M par secteurs d'activité .....	46
Figure 7 : Comparaison des prix moyens de l'électricité au 1 <sup>er</sup> avril 2016 (¢CA/kWh) offerts à la clientèle industrielle (5 MW, FU 85 %, 25 kV).....	47
Figure 8 : Comparaison des prix moyens de l'électricité au 1 <sup>er</sup> avril 2016 (¢CA/kWh) offerts à la clientèle industrielle (50 MW, FU 85 %, 120 kV).....	48
Figure 9 : Évolution de la position tarifaire de la clientèle industrielle au Canada.....	49
Figure 10 : Compétitivité des tarifs industriels en Amérique du Nord – Prix moyens (¢US/kWh).....	50
Figure 11 : Compétitivité du tarif L en Europe Prix moyens selon les tranches de consommation .....	51
Figure 12 : Niveau de parité tarifaire pour l'énergie solaire PV aux États-Unis – secteur résidentiel.....	60

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Ajustement tarifaire différencié et indices d'interfinancement selon la hausse tarifaire obtenue au 1 <sup>er</sup> avril 2016 .....	16
Tableau 2 : DMC et taux de la DMC sur les ventes 2011-2017 .....	38
Tableau 3 : Comparaison des prix moyens de l'électricité .....	56
Tableau 4 : Option de mesurage net du Distributeur – Adhésions par source d'énergie.....	59

---

**LISTE DES ABRÉVIATIONS**

ASSQ	Association des stations de ski du Québec
Avis	<i>Avis de la Régie de l'énergie sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel</i>
CAEC	Christensen Associates Energy Consulting, LLC
Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité ou Hydro-Québec Distribution
DMC	dépense de mauvaises créances
FCEI	Fédération canadienne des entreprises indépendantes
FU	facteur d'utilisation
GWh	gigawattheure(s)
kV	kilovolt(s)
kW / kWh	kilowatt(s) / kilowattheure(s)
LRÉ	<i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>
MAPAQ	ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec
MERN	ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MFR	ménages à faible revenu
MW / MWh	mégawatt(s) / mégawattheure(s)
nb	nombre
OÉA	option d'électricité additionnelle
PFM	puissance à facturer minimale
PSQ	Producteurs en serre du Québec
PV	photovoltaïque
Régie	Régie de l'énergie
STM	Société de transport de Montréal
Tarifs	<i>Tarifs d'électricité</i>
TDT	tarification différenciée dans le temps
TTR	tarification en temps réel
TWh	térawattheure(s)
UMQ	Union des municipalités du Québec
UPA	Union des producteurs agricoles



## 1. CONTEXTE

1 Le 7 avril 2016, le gouvernement du Québec a rendu publique la Politique énergétique 2030 :  
2 *L'énergie des Québécois – Source de croissance*, qui propose d'introduire plus de souplesse  
3 et de proactivité dans la fixation des tarifs prévue dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*  
4 (la « LRÉ »). Cette politique énergétique énonce également que la Régie de l'énergie  
5 (la « Régie ») devra produire un avis proposant des solutions tarifaires qui s'inspirent des  
6 meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent notamment une simplification  
7 des options offertes aux clients<sup>1</sup>.

8 Le 10 juin 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre  
9 responsable du Plan Nord demande à la Régie de lui transmettre un avis devant proposer  
10 des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles. En outre, le ministre  
11 précise que :

12 Cet avis pourra examiner toutes les avenues et comprendre, au besoin, des constats  
13 relatifs à la Loi sur la Régie de l'énergie, aux contraintes d'interfinancement, à  
14 l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence et au développement de la  
15 filière du gaz naturel renouvelable.

16 Cet avis devra notamment prendre en compte le fait que, depuis quelques années,  
17 des indicateurs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution montrent une  
18 détérioration notable des comptes à recevoir auprès des ménages québécois ainsi  
19 que du nombre d'ententes de paiement pour les clients à faible revenu. L'avis devra  
20 aussi prendre en considération que, malgré une position concurrentielle enviable, un  
21 certain effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité est constaté, lequel risque  
22 de miner la compétitivité de certains secteurs industriels québécois, particulièrement  
23 ceux soumis à la concurrence internationale. Puis, cet avis devra également proposer  
24 des solutions pour les industries ayant des besoins particuliers, notamment la  
25 serriculture et les stations de ski<sup>2</sup>.

26 Le 11 juillet 2016, la Régie soumet un avis public<sup>3</sup> amorçant le processus de consultation  
27 publique dans lequel elle mentionne vouloir recourir à une procédure allégée, compte tenu  
28 de l'ampleur et l'échéance de ce mandat. Elle précise la démarche à suivre ainsi que les  
29 thèmes abordés dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel. Elle demande à  
30 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») de produire  
31 un rapport présentant sa position sur chacun des thèmes suivants portant sur l'électricité :

- 32 • Structures et options tarifaires (interfinancement, ménages à faible revenu,  
33 industries aux besoins particuliers) ;
- 34 • Compétitivité mondiale des prix payés par les clients industriels ;

---

<sup>1</sup> Gouvernement du Québec, Politique énergétique 2030, page 30.

<sup>2</sup> Lettre du 10 juin 2016 du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre responsable du Plan Nord, B-0001.

<sup>3</sup> Avis public transmis à La Presse, Le Soleil, Le Devoir, The Gazette, Le Quotidien, La Tribune, Le Nouvelliste et le Droit en date du 9 juillet 2016, A-0002.

- 1           • Intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts  
2           et sur les tarifs (autoproduction, mobilité électrique, compteurs intelligents,  
3           ouverture des marchés de détail).

4 Le rapport du Distributeur présente ses observations, à la lumière des conclusions d'experts  
5 dont il a retenu les services, soit les firmes Christensen Associates Energy Consulting, LLC  
6 (« CAEC ») et KPMG. Le rapport de CAEC, présenté à la pièce HQD-2, document 1, fait une  
7 revue des tarifs du Distributeur eu égard aux principes tarifaires reconnus et des meilleures  
8 pratiques de l'industrie. Il aborde également les enjeux liés au développement de la  
9 production distribuée, du stockage d'énergie et des véhicules électriques. Le rapport de  
10 KPMG, présenté à la pièce HQD-2, document 2, porte sur les leviers de compétitivité dans  
11 certains secteurs industriels.

12 À la section 2, le Distributeur présente ses constats et sa position à l'égard des thèmes  
13 portant sur l'électricité identifiés par la Régie.

14 À la section 3, le Distributeur rappelle l'encadrement réglementaire en vigueur au Québec en  
15 matière de tarification de l'électricité et ses particularités propres.

16 Les sections 4, 5 et 6 traitent des trois thèmes identifiés par la Régie. Plus spécifiquement, la  
17 section 4 présente les principes qui le guident dans la conception des tarifs, son expérience  
18 en regard de l'élaboration des tarifs et des options tarifaires et sa position quant au  
19 traitement de demandes particulières de clients et aux clientèles à besoins particuliers  
20 identifiées par la Régie soit les ménages à faible revenu (« MFR »), les producteurs en serre  
21 et les stations de ski. La compétitivité mondiale des prix payés par les clients industriels est  
22 traitée à la section 5. Le Distributeur y fait état des résultats de diverses études de balisage  
23 sur les prix de l'électricité, des facteurs qui influencent la localisation des entreprises et du  
24 positionnement du Québec par rapport aux principales régions concurrentes dans certains  
25 secteurs d'activité. La section 6 présente les enjeux reliés à l'intégration des nouvelles  
26 technologies, plus spécifiquement la production distribuée, le stockage d'énergie et les  
27 véhicules électriques.



## 2. CONSTATS ET POSITION DU DISTRIBUTEUR

1 Les énoncés suivants présentent les constats et la position du Distributeur à l'égard des  
2 thèmes identifiés par la Régie portant sur l'électricité.

### A. Structures et options tarifaires

#### A1. Principes tarifaires

- 3 1. La récupération des revenus requis, l'équité, le signal de prix, la simplicité, la  
4 stabilité et la continuité tarifaires sont les principes et critères fondamentaux  
5 pour porter un regard objectif sur la tarification.
- 6 2. La fixation des tarifs doit se fonder principalement sur le reflet des coûts de  
7 service et non sur l'usage ou le secteur d'activité.
- 8 3. Le cadre réglementaire actuel a permis au cours des années une évolution  
9 des tarifs pour répondre à différents enjeux et contextes, dans le respect des  
10 principes tarifaires reconnus.
- 11 4. La revue des tarifs d'électricité en vigueur au Québec révèle que la conception  
12 des tarifs et l'offre tarifaire sont conformes aux meilleures pratiques de  
13 l'industrie.

#### A2. Les tarifs et options tarifaires

- 14 5. L'offre tarifaire du Distributeur se caractérise par des tarifs bas et un éventail  
15 d'options tarifaires qui procurent un avantage comparatif important pour  
16 l'ensemble des consommateurs québécois. À cette offre tarifaire s'ajoutent  
17 des programmes spécifiques en gestion de la demande et en efficacité  
18 énergétique qui permettent aux consommateurs de réduire leur facture et aux  
19 clients d'affaires d'améliorer davantage leur compétitivité.
- 20 6. L'ensemble des tarifs d'Hydro-Québec demeurent parmi les plus bas en  
21 Amérique du Nord. Le tarif domestique d'Hydro-Québec est le plus  
22 avantageux, moins élevé qu'au Manitoba et qu'en Colombie-Britannique et  
23 jusqu'à deux fois moins élevé qu'en Ontario.
- 24 7. Plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement pourrait permettre de tenir  
25 compte des enjeux inhérents à chaque catégorie de consommateurs et  
26 d'assurer un meilleur reflet des coûts. Toute correction de l'interfinancement,  
27 même partielle, permettrait de dégager une marge de manœuvre plus grande  
28 pour améliorer l'avantage concurrentiel des tarifs généraux et industriel.
- 29 8. Pour le Distributeur, la tarification dynamique se traduit notamment par le  
30 tarif DT et les options de gestion de la puissance, lesquels constituent des  
31 outils simples et efficaces, adaptés à la réalité climatique du Québec. Dès  
32 l'hiver 2016-2017, le Distributeur réalisera des projets pilotes de biénergie

- 1 résidentielle interruptible et d'interruption des systèmes de chauffage central à  
2 l'électricité.
- 3 9. Avec le ralentissement de la croissance des ventes d'électricité, la  
4 concurrence des autres sources d'énergie et l'arrivée éventuelle de la  
5 production distribuée et du stockage d'énergie à faible coût, la récupération  
6 des coûts fixes par les tarifs devient un enjeu. Ce contexte énergétique amène  
7 un nouvel éclairage à la révision des tarifs domestiques et, en particulier, sur  
8 la pertinence d'éliminer la redevance d'abonnement.
- 9 10. De tout temps, l'évolution du contexte économique et énergétique a présenté  
10 des risques et des opportunités pour le Distributeur. Le contexte actuel n'est  
11 pas nouveau. Ainsi le Distributeur devra s'assurer que son offre tarifaire pour  
12 l'ensemble de la clientèle reste optimale et réponde aux besoins des clients,  
13 tout en contribuant le mieux possible à l'équilibre énergétique du Distributeur.

### A3. Les clients à besoins particuliers

- 14 11. C'est par la stratégie tarifaire, le soutien aux MFR en difficulté de paiement et  
15 les interventions en efficacité énergétique que le Distributeur atténue l'impact  
16 du poids de la facture d'électricité dans le budget des MFR. La hausse du  
17 seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du tarif D proposée par le Distributeur  
18 contribuerait à alléger la facture des plus petits consommateurs, dont les  
19 MFR. De plus, le Distributeur souligne qu'il pourrait être opportun d'examiner  
20 la possibilité d'offrir aux MFR un programme universel d'aide relative aux frais  
21 d'électricité, semblable au programme ontarien.
- 22 12. Outre les tarifs de base, les producteurs en serre ont accès à deux mesures  
23 tarifaires conçues pour répondre à leurs besoins, le tarif DT et l'option  
24 d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse qui s'adresse aux  
25 serres de 400 kW ou plus. Ces mesures leur procurent un rabais de 40 % par  
26 rapport au tarif régulier, en contrepartie d'un effacement à la pointe du réseau  
27 et de consommation additionnelle potentielle à l'électricité.
- 28 13. Les stations de ski jouissent des mêmes tarifs que d'autres entreprises dont  
29 les installations requièrent une puissance similaire. Les tarifs d'électricité  
30 applicables aux stations de ski québécoises sont avantageux par rapport aux  
31 tarifs d'électricité offerts dans d'autres juridictions.
- 32 14. Le Distributeur entend poursuivre ses efforts d'accompagnement pour  
33 optimiser les performances électriques des producteurs en serre et des  
34 stations de ski afin de leur permettre de réduire leurs coûts d'opération.
- 35 15. La compétitivité de secteurs d'activité ne se limite pas qu'à des considérations  
36 tarifaires. Le coût de l'électricité doit représenter une part importante des  
37 dépenses d'exploitation d'une entreprise pour qu'une baisse de tarif ait un  
38 effet tangible sur sa compétitivité. De plus, la compétitivité d'une entreprise

- 1 peut également se trouver dans l'amélioration d'autres aspects de la gestion  
2 de ses opérations.
- 3 16. Pour les petites entreprises dont l'intensité énergétique est relativement faible  
4 et la facture d'électricité moins importante que les autres facteurs de coûts,  
5 des tarifs de base simples et faciles à comprendre sont préconisés.
- 6 17. Une meilleure exploitation de l'offre tarifaire et commerciale du Distributeur  
7 par les clientèles à besoins particuliers pourra leur permettre de diminuer leur  
8 facture.

#### B. Compétitivité mondiale des prix payés par les clients industriels

- 9 18. Le prix moyen pour l'ensemble des clients industriels du Distributeur le classe  
10 au premier rang en Amérique du Nord.
- 11 19. Les caractéristiques inhérentes au service électrique offert par le Distributeur,  
12 soit des tarifs d'électricité bas, prévisibles et stables, la disponibilité des  
13 approvisionnements en électricité et la fiabilité de l'alimentation électrique,  
14 procurent un avantage indéniable à la clientèle.
- 15 20. La proximité de leurs clients, les exigences légales, fiscales et  
16 environnementales, la proximité des ressources, la formation et le coût de la  
17 main-d'œuvre ainsi que la qualité des infrastructures sont également des  
18 critères déterminants de localisation des entreprises mais sur lesquels le  
19 Distributeur n'a pas d'emprise.
- 20 21. Dans plusieurs des secteurs industriels où le Québec est présent, on observe  
21 un ralentissement de la demande globale, une surcapacité de production ou  
22 encore l'ajout de capacité de production à faible coût, en Chine et dans les  
23 pays du golfe Persique, ce qui fragilise les usines québécoises et place le  
24 Québec devant le défi de maintenir ces activités industrielles.
- 25 22. Les centres d'hébergement de données et la serriculture sont deux secteurs  
26 qui présentent des opportunités de croissance au Québec.
- 27 23. L'ensemble de la clientèle bénéficie du maintien de la compétitivité des prix  
28 payés par les clients industriels, tant du point de vue du partage des coûts  
29 fixes que des retombées économiques.
- 30 24. Les options tarifaires d'électricité interruptible et d'électricité additionnelle  
31 permettent de diminuer la facture d'électricité des clients qui ont la capacité de  
32 gérer leur consommation tout en répondant aux besoins de gestion du réseau  
33 du Distributeur. De plus, le tarif de développement économique dont le  
34 Distributeur propose de prolonger l'application jusqu'en 2027, offre une  
35 réduction de 20 % aux clients admissibles dans des secteurs porteurs de  
36 développement économique, tout en étant neutre sur le reste de la clientèle.

### C. Intégration des nouvelles technologies

- 1           25. Dans un contexte où les distributeurs d'énergie partout dans le monde font  
2           face à l'émergence de la production distribuée, particulièrement celle à partir  
3           de l'énergie solaire, le Distributeur doit s'assurer de mettre en œuvre des  
4           pratiques équitables pour l'ensemble de sa clientèle.
- 5           26. L'option de mesurage net devra évoluer pour refléter le fait que l'énergie  
6           injectée dans le réseau par les autoproducteurs n'a pas la même valeur que le  
7           prix de détail associé à la consommation. Par ailleurs, le stockage d'énergie  
8           facilitera l'intégration de la production distribuée en équilibrant les charges du  
9           réseau et contribuera à la gestion de la pointe. La présence d'une redevance  
10          permettrait une récupération des coûts fixes.
- 11          27. Le Distributeur anticipe des besoins croissants liés à la recharge de véhicules  
12          électriques au cours des prochaines années et entend documenter cet usage  
13          afin de faire évoluer son offre tarifaire et commerciale. Les bas tarifs  
14          d'électricité sont un atout pour le déploiement des véhicules électriques,  
15          notamment le tarif expérimental pour l'alimentation des bornes de recharge.

### 3. CADRE RÉGLEMENTAIRE AU QUÉBEC

#### 3.1. Réglementation économique

1 Selon la théorie économique, les acteurs économiques agissent en situation de concurrence  
2 de telle sorte que la production et le prix d'un bien sont établis à des niveaux qui maximisent  
3 le bien-être de la société, ce qui n'est pas le cas en présence d'un monopole naturel. La  
4 réglementation économique est alors l'outil privilégié par les États pour s'assurer que  
5 l'entreprise en situation de monopole se comporte comme si elle était dans des conditions de  
6 concurrence et pour viser ainsi un optimum pour la société. Cette réglementation revient  
7 donc à « affecter directement les variables du marché telles que la fixation des prix, la  
8 concurrence, l'entrée sur le marché et les normes de produits »<sup>4</sup>.

9 Au Québec, c'est à la Régie que revient la responsabilité d'assurer cette réglementation  
10 économique dans le secteur du transport et de la distribution de l'électricité et de la  
11 distribution du gaz naturel. Dans l'exercice de ses fonctions<sup>5</sup>, la Régie doit concilier l'intérêt  
12 public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur  
13 d'électricité et des distributeurs ainsi que favoriser la satisfaction des besoins énergétiques  
14 dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au  
15 plan collectif<sup>6</sup>.

16 Le processus réglementaire prévoit la participation d'intervenants dûment autorisés par la  
17 Régie qui représentent des agents économiques tels que des associations de  
18 consommateurs et de fournisseurs de service ainsi que des groupes environnementaux  
19 ayant des intérêts directs ou indirects dans les dossiers. La Régie rend des décisions qui  
20 prennent en considération les préoccupations de ces intervenants, dans le respect du cadre  
21 réglementaire et des principes tarifaires. De plus, la Régie examine les plaintes des  
22 consommateurs à la lumière des tarifs et des conditions de service applicables ainsi que des  
23 droits et des responsabilités de chacune des parties.

#### 3.2. Fixation des tarifs

24 En vertu de l'article 31 de la LRÉ, la Régie a la compétence exclusive pour fixer ou modifier  
25 les conditions et les tarifs auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité. À  
26 cet effet, l'article 32 précise que la Régie peut :

- 27 • Déterminer le taux de rendement du distributeur d'électricité ;
- 28 • Déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au distributeur  
29 d'électricité ;

---

<sup>4</sup> Portail Québec – Service Québec : voir la définition de réglementation économique.

<sup>5</sup> Régie de l'énergie, *Rapport annuel 2015-2016, Le tribunal de l'énergie au Québec*, page 9,  
[http://www.regie-energie.qc.ca/documents/rapports\\_annuels/rapp\\_ann\\_2015-2016.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/documents/rapports_annuels/rapp_ann_2015-2016.pdf).

<sup>6</sup> LRÉ, article 5.

- 1           • Énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs  
2           qu'elle fixe ;
- 3           • Déterminer pour le distributeur d'électricité les méthodes comptables et  
4           financières qui lui sont applicables.

5 Par ailleurs, c'est au « Chapitre IV – Tarification » de la LRÉ que la méthode de fixation des  
6 tarifs est décrite. L'article 48 stipule notamment que la Régie peut demander au distributeur  
7 d'électricité de lui soumettre une proposition de modification de tarifs. Ainsi, la Régie reçoit  
8 annuellement, depuis 2003, une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité du  
9 Distributeur sur laquelle elle rend une décision qui établit les revenus requis qu'il est autorisé  
10 à récupérer auprès de sa clientèle, les modifications à l'offre tarifaire et les tarifs d'électricité.

11 L'examen des coûts et l'établissement des revenus requis du Distributeur est prévu aux  
12 articles 49, 52.1, 52.2.1 et 52.3. Les tarifs du Distributeur doivent refléter le coût de la  
13 prestation du service et permettre, notamment, un rendement raisonnable sur la base de  
14 tarification.

15 Outre le strict reflet des coûts, la Régie doit tenir compte de certains aspects qui viennent  
16 encadrer l'application du calcul des revenus requis dont la prévision des ventes, la qualité de  
17 la prestation du service et les préoccupations économiques, sociales et environnementales  
18 que peut lui indiquer le gouvernement du Québec par décret. Par ailleurs, elle doit tenir  
19 compte des risques inhérents à chaque catégorie de consommateurs, de la concurrence  
20 entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs. En outre, elle doit  
21 s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes  
22 et raisonnables.

### **3.2.1. Interfinancement**

23 En principe, et conformément aux pratiques tarifaires, le revenu provenant d'une catégorie  
24 de consommateurs devrait refléter le plus objectivement possible le coût requis pour la  
25 desservir. Étant donné l'évolution différente des coûts pour chaque catégorie de  
26 consommateurs, la réglementation devrait normalement favoriser l'évolution des tarifs de  
27 chaque catégorie de consommateurs en fonction de l'évolution des coûts alloués à chacune  
28 d'entre elles. Lorsque le revenu perçu par une catégorie de consommateurs est inférieur au  
29 coût requis pour la desservir, on dit alors que cette catégorie est interfinancée.

30 Bien que les règles mises en place et les approches retenues pour ajuster ces écarts  
31 puissent être très différentes d'une juridiction à l'autre, celles prévues au cadre réglementaire  
32 québécois se distinguent à l'égard de la protection de l'interfinancement. En effet,  
33 l'article 52.1 de la LRÉ prévoit comme restriction que « La Régie ne peut modifier le tarif  
34 d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs  
35 applicables à des catégories de consommateurs ». Cette protection de l'interfinancement  
36 s'oppose ainsi à l'application de deux principes tarifaires reconnus, soit l'équité entre les  
37 catégories de consommateurs et le reflet des coûts.

1 En outre, dans sa décision D-2007-12, la Régie concluait son interprétation du 4<sup>e</sup> alinéa de  
2 l'article 52.1 de la LRÉ ainsi :

3           Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une  
4           modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en  
5           relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie<sup>7</sup>.

6 À la suite de cette décision, le gouvernement du Québec a émis un décret<sup>8</sup> afin de favoriser  
7 une évolution équilibrée des tarifs d'électricité entre les catégories de consommateurs. Dès  
8 lors, ce décret s'ajoute aux éléments dont la Régie doit tenir compte lors de la fixation des  
9 tarifs.

10 Dans les autres juridictions, les tarifs tendent généralement vers le coût de desserte de  
11 chacune des catégories de consommateurs afin de limiter l'interfinancement entre les tarifs.  
12 Les tarifs sont alors fixés de façon à ce que les taux d'interfinancement se situent à l'intérieur  
13 d'une fourchette plus ou moins grande. La protection de l'interfinancement en faveur de la  
14 catégorie domestique au Québec est l'une des plus rigides en Amérique du Nord. À la  
15 connaissance du Distributeur, aucun autre organisme de réglementation n'est limité dans sa  
16 capacité à atténuer l'interfinancement entre les tarifs, ce qui est appuyé par CAEC<sup>9</sup>.

17 Le Distributeur présente au tableau 1 les indices d'interfinancement des catégories de  
18 consommateurs domestiques, généraux et grands industriels selon la hausse tarifaire  
19 obtenue au 1<sup>er</sup> avril 2016<sup>10</sup>.

---

<sup>7</sup> Décision D-2007-12, page 94, rendue dans le dossier R-3610-2006, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008*.

<sup>8</sup> Décret de préoccupation 1164-2007.

<sup>9</sup> Pièce HQD-2, document 1, voir la section *Circumstances Special to Hydro-Québec*, pages 3 à 5.

<sup>10</sup> Dossier R-3933-2015, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2016-2017*, pièce HQD-20, document 1 (B-0164), page 13.

**TABLEAU 1 :  
AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ ET INDICES D'INTERFINANCEMENT  
SELON LA HAUSSE TARIFAIRE OBTENUE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	0,7%	86,3 <sup>(2)</sup>
G	0,7%	118,9
M	0,6%	128,2
LG	0,8% <sup>(1)</sup>	103,7
Sous-total - Généraux	0,7%	122,3
Total	0,7%	99,1
Grands industriels	0,0%	106,1

<sup>1</sup> Incluant une hausse des prix de 0,7 % et les revenus associés au mécanisme de fixation de la PFM.

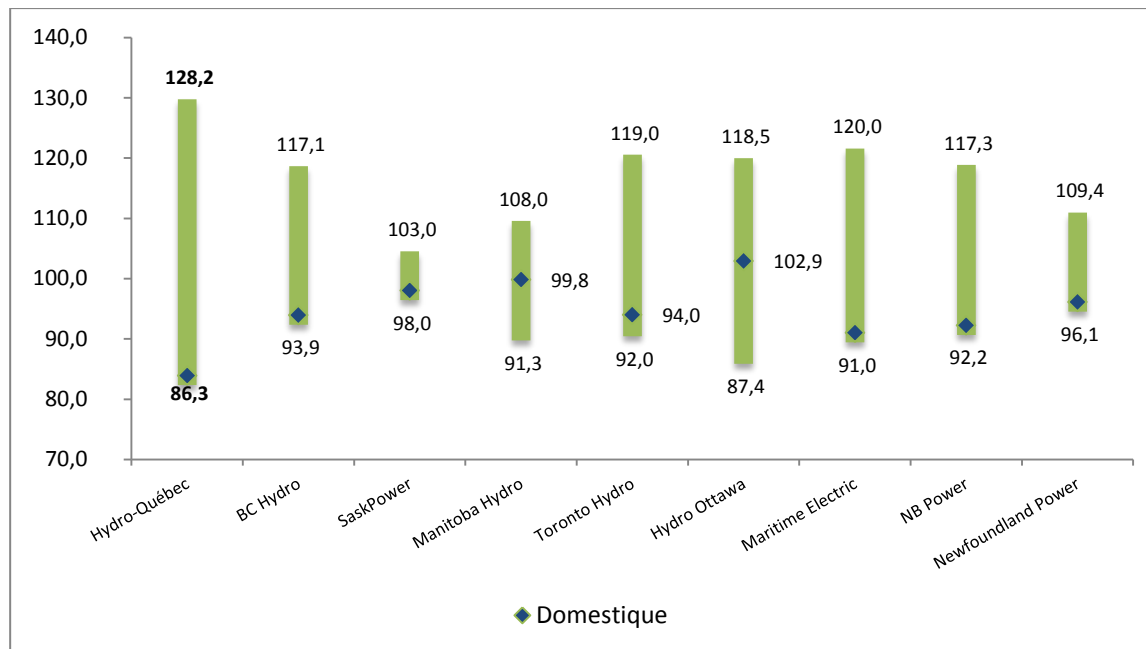
<sup>2</sup> L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 87,8.

1 Comme le montre la figure 1, bien que plusieurs juridictions doivent composer avec un  
2 certain niveau d'interfinancement, les écarts observés au Québec entre les tarifs sont parmi  
3 les plus élevés au Canada. L'indice d'interfinancement de 86,3 de la catégorie domestique  
4 du Distributeur est le plus bas alors que l'indice de 128,2 des tarifs généraux de moyenne  
5 puissance (tarif M) est le plus élevé des distributeurs d'électricité considérés.

6 La figure 1 illustre également que ce n'est pas toujours la catégorie domestique qui bénéficie  
7 de l'interfinancement, comme par exemple dans le cas de Toronto Hydro, d'Hydro Ottawa et  
8 de Manitoba Hydro.



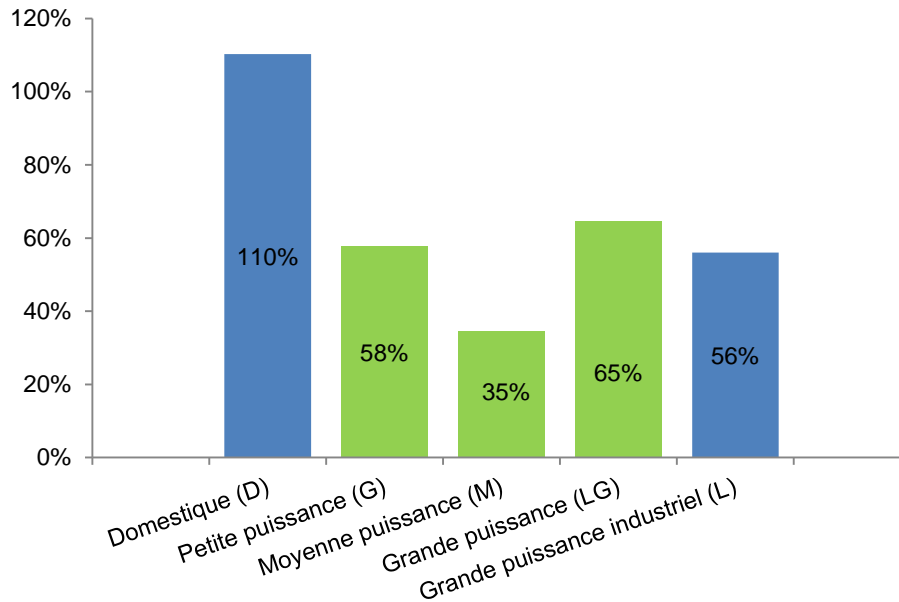
**FIGURE 1 :**  
**ÉCHELLES D'INDICES D'INTERFINANCEMENT DE DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ CANADIENS**  
**ET INDICES D'INTERFINANCEMENT DE LA CATÉGORIE DOMESTIQUE**



- 1 La situation d'interfinancement en faveur des tarifs domestiques contribue, pour ce qui est du
- 2 Distributeur, à maintenir un avantage concurrentiel moindre pour la clientèle aux tarifs
- 3 généraux et industriel, comme le démontre la figure 2<sup>11</sup>, particulièrement pour le tarif M.
- 4 C'est ainsi que depuis 2014, le Distributeur a amorcé un rééquilibrage graduel des tarifs
- 5 généraux avec l'approbation de la Régie. Ce rééquilibrage a permis d'améliorer l'avantage
- 6 concurrentiel du tarif M, mais très légèrement, compte tenu du fait que dans le cadre du
- 7 maintien de l'interfinancement, il est limité aux tarifs G, M et LG.
- 8 Plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement pourrait permettre de tenir compte des
- 9 enjeux inhérents à chaque catégorie de consommateurs et d'assurer un meilleur reflet des
- 10 coûts. Toute correction de l'interfinancement, même partielle, permettrait de dégager une
- 11 marge de manœuvre plus grande pour améliorer l'avantage concurrentiel des tarifs généraux
- 12 et industriel.

<sup>11</sup> Information tirée de la *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2016*.

**FIGURE 2 :  
AVANTAGE DES TARIFS AU QUÉBEC  
PAR RAPPORT AUX AUTRES TARIFS EN AMÉRIQUE DU NORD**



### 3.2.2. Coûts de fourniture

1 Les articles 52.1 et 52.2 de la LRÉ encadrent le traitement des coûts de fourniture servant à  
 2 l'établissement des tarifs du Distributeur et prévoient, entre autres, des dispositions visant  
 3 des cas particuliers, soit le tarif L pour les grands clients industriels, les contrats spéciaux et  
 4 les tarifs de gestion de la consommation. Les coûts de fourniture correspondent à la somme  
 5 du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et des coûts réels de l'électricité acquise par  
 6 le Distributeur sur les marchés (achats de court et de long terme du Distributeur, par contrat,  
 7 entente ou dispense, approuvés par la Régie).

8 Le volume de consommation associé à l'électricité patrimoniale annuelle correspond aux  
 9 volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 TWh.  
 10 L'électricité patrimoniale exclut toutefois les volumes découlant d'un tarif de gestion de la  
 11 consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes  
 12 approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement du  
 13 Québec.

14 Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs est  
 15 établi par le gouvernement du Québec en tenant compte de l'évolution de ses  
 16 caractéristiques de consommation, soit le facteur d'utilisation (le « FU ») et le taux de pertes  
 17 associés aux réseaux de transport et distribution. Par ailleurs, depuis 2014, ce coût est  
 18 indexé au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année sur la base de la variation annuelle de l'indice moyen  
 19 d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation. Cette indexation n'est toutefois

1 pas applicable au tarif L, ni aux contrats spéciaux. Pour l'application des articles 52.1 et 52.2,  
2 le tarif L est le tarif applicable à un abonnement annuel d'une puissance à facturer minimale  
3 de 5 000 kW ou plus et dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle.

4 Au-delà de l'électricité patrimoniale, les coûts de fourniture correspondent aux coûts réels  
5 des approvisionnements en électricité du Distributeur réalisés sur les marchés afin de  
6 satisfaire les besoins des marchés québécois. Les règles de répartition de ces coûts sont  
7 fixées par la Régie.

### **Tarif L**

8 L'exemption de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour la clientèle  
9 industrielle de grande puissance du tarif L a nécessité l'introduction du tarif LG pour la  
10 clientèle non industrielle en 2014. L'activité industrielle est définie comme l'ensemble des  
11 actions assurant la fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou de  
12 denrées, ou l'extraction de matières premières. Cette disposition a ainsi élargi à la clientèle  
13 industrielle de grande puissance la tarification à l'usage qui était auparavant limitée à la  
14 clientèle domestique. L'application d'un tarif distinct pour la clientèle industrielle n'est pas  
15 une pratique courante dans l'industrie. Au Canada, seules les provinces maritimes  
16 appliquent un tel tarif alors que cette situation est plutôt rare aux États-Unis.

17 À cet égard, il est important de souligner que l'application d'une tarification à l'usage exige  
18 une vérification et un suivi réguliers des activités des clients pour s'assurer du respect des  
19 conditions d'admissibilité. Toutefois, comme elle reste limitée à une clientèle dont les  
20 caractéristiques sont explicites, l'application d'un tarif distinct pour la clientèle industrielle de  
21 grande puissance n'a pas posé de problèmes à ce jour. De plus, le nombre d'abonnements  
22 est limité, soit environ 140 en 2016.

### **Contrats spéciaux**

23 La *Loi sur Hydro-Québec* prévoit que le gouvernement du Québec peut fixer à l'égard d'un  
24 contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée à  
25 un consommateur ou à une catégorie de consommateurs. Conformément à l'article 52.2.1 de  
26 la LRÉ, le coût de fourniture des contrats spéciaux correspond au revenu prévu au contrat,  
27 déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon la méthode de  
28 répartition des coûts de service du Distributeur déterminée par la Régie. Cet ajustement sur  
29 le coût de fourniture réparti aux contrats spéciaux est effectué de telle sorte que le tarif fixé  
30 par le gouvernement à l'égard d'un contrat spécial n'affecte pas la clientèle du Distributeur.  
31 Ainsi, le manque à gagner, ou le surplus, entre les revenus requis des contrats spéciaux et  
32 les revenus qu'ils génèrent est transféré à l'actionnaire. Toutefois, lorsqu'un client existant  
33 passe du tarif L à un contrat spécial, le reste de la clientèle doit alors assumer sa contribution  
34 à l'interfinancement.

### **Tarifs de gestion de la consommation**

1 La Régie peut, afin de déterminer le coût de fourniture d'un tarif de gestion de la  
2 consommation ou d'énergie de secours, utiliser une méthode différente de celle déterminée  
3 pour les tarifs de base, si elle la juge appropriée.

4 Un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours désigne un tarif dont le  
5 service peut être interrompu ou pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du  
6 prix du marché. Les volumes de ces tarifs ne sont pas compris dans le volume de l'électricité  
7 patrimoniale. Ils sont ajoutés aux autres coûts de fourniture. Contrairement aux tarifs  
8 réguliers qui interfinancent les tarifs domestiques, ces tarifs sont fixés afin que le revenu  
9 prévu corresponde à l'ensemble des revenus requis de transport et de distribution ainsi que  
10 des coûts d'approvisionnement d'électricité<sup>12</sup>. Ainsi, peu importe le prix du marché, les tarifs  
11 de gestion de la consommation n'affectent pas les autres clientèles.

12 Cette exception prévue par la LRÉ a permis l'introduction au cours des années d'options  
13 tarifaires de nature interruptible sur la base d'indicateurs de marché qui permettent de  
14 répondre à des besoins particuliers non comblés par les tarifs de base. Les options  
15 d'électricité interruptible, les options d'électricité additionnelle et les tarifs de dépannage  
16 ferme et non ferme font partie de ces options. Ils permettent de diminuer la facture  
17 d'électricité des clients qui ont la capacité de gérer leur consommation, tout en répondant  
18 aux besoins de gestion du réseau du Distributeur.

## **4. STRUCTURES ET OPTIONS TARIFAIRES**

### **4.1. Conception des tarifs**

19 Au-delà du cadre réglementaire auquel il est assujéti, les principes et critères<sup>13</sup>, qui guident  
20 le Distributeur dans la conception des tarifs et des options tarifaires ainsi que dans la façon  
21 de les faire évoluer, ont été présentés à la Régie à diverses occasions<sup>14</sup>. Récemment, dans  
22 le cadre des discussions relatives à la stratégie aux tarifs domestiques, le Distributeur a mis  
23 de l'avant les critères lui permettant de porter un regard objectif sur la tarification<sup>15</sup>. La  
24 figure 3 en fait état.

---

<sup>12</sup> Décision D-2004-47, page 129.

<sup>13</sup> Ces principes et critères sont grandement inspirés des pratiques de l'industrie et des références en la matière dont Bonbright (Bonbright, James C., Albert L. Danielsen et David R. Kamerschen. *Principles of Public Utility Rates*, Public Utilities Reports, 2<sup>e</sup> éd., 1988 : pages 383 et 384).

<sup>14</sup> Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 3, pages 5 à 9.

<sup>15</sup> Dossier R-3933-2015 en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).

**FIGURE 3 :  
CRITÈRES PERMETTANT DE PORTER UN REGARD OBJECTIF SUR LA TARIFICATION**

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

1 L'offre tarifaire peut prendre diverses formes et être composée d'un plus ou moins grand  
 2 nombre de tarifs et options, complétés par des programmes de gestion de la consommation  
 3 ou de la demande. Pour établir cette offre tarifaire et la faire évoluer, le Distributeur s'appuie  
 4 sur le principe de base voulant que les tarifs offrent un signal qui permet au client d'être  
 5 informé des coûts engagés pour répondre à sa demande. La conception tarifaire consiste  
 6 donc à refléter dans la structure de prix les particularités du coût du service pour chaque  
 7 catégorie de consommateurs, au chapitre de l'abonnement, de la puissance et de l'énergie.

8 Bien que le niveau des tarifs de base doive être établi à partir des coûts moyens, il importe  
 9 de tenir compte dans la conception des tarifs du signal tiré de la structure des coûts  
 10 marginaux. Par exemple, la pondération entre les coûts d'énergie et de puissance dans les  
 11 coûts marginaux de long terme peut servir d'indicateur sur la façon de faire évoluer la  
 12 structure des tarifs comportant des composantes de puissance et d'énergie.

13 Cette réalité des coûts doit également être considérée pour établir le nombre de tarifs et  
 14 d'options tarifaires ainsi que les limites d'application de chacun d'eux. Un tarif doit regrouper  
 15 un ensemble de clients présentant des caractéristiques de consommation semblables. En les  
 16 facturant au même tarif, certains clients à l'intérieur d'une catégorie tarifaire pourraient  
 17 assumer une facture relativement plus élevée ou plus faible que leur coût de desserte. Par  
 18 équité envers les clients, le Distributeur doit alors s'assurer que l'écart entre les coûts et les  
 19 revenus générés demeure raisonnable. Si ce n'est pas le cas, une segmentation de tarif peut  
 20 être envisagée. C'est entre autres pour cette raison que le Distributeur a proposé d'introduire  
 21 un tarif pour les clients domestiques de plus grande taille (le tarif DP).

1 Par ailleurs, bien qu'une offre tarifaire comportant plusieurs tarifs et options pour répondre à  
2 tous les cas de figure puisse permettre de se rapprocher davantage des coûts de service de  
3 chaque catégorie de clients, elle serait plus lourde à appliquer et potentiellement plus  
4 complexe à comprendre pour la clientèle. Le Distributeur tient à ce que ses tarifs restent  
5 simples, ce qui passe par un nombre limité de composantes et la prise en compte par les  
6 tarifs des particularités des clients visés. Cette approche tend à privilégier l'introduction de  
7 tarifs ou d'options distincts afin de répondre à des besoins particuliers plutôt que de rendre  
8 les tarifs de base plus complexes et polyvalents<sup>16</sup>. Par exemple, l'offre d'un tarif spécifique  
9 pour les abonnements à faible FU dans la structure des tarifs généraux, le tarif G-9, a permis  
10 d'éviter d'ajouter des composantes additionnelles au tarif M pour refléter les particularités de  
11 ce groupe de clients. L'adhésion d'environ 4 000 clients au tarif G-9 montre qu'il s'agit d'une  
12 solution bien ciblée et simple qui répond à un réel besoin.

13 Les structures tarifaires doivent être élaborées de façon à encourager les clients à choisir  
14 naturellement le tarif qui correspond à leur niveau de consommation et à la durée d'utilisation  
15 de leur puissance maximale appelée (FU). À titre illustratif, ce principe de continuité a guidé  
16 le Distributeur dans la conception du tarif BR visant l'alimentation des bornes de recharge  
17 rapide des véhicules électriques<sup>17</sup>. Les trois tranches de prix à ce tarif permettent un  
18 passage graduel du tarif G au tarif G-9 selon l'évolution de la taille des installations et de leur  
19 durée d'utilisation.

20 Enfin, il importe que les ajustements des structures tarifaires se fassent de façon graduelle  
21 en considérant les impacts annuels sur la clientèle. Ainsi, les réformes des structures  
22 tarifaires s'étalent généralement sur plusieurs années afin d'en lisser les impacts et de  
23 permettre à la clientèle de s'ajuster. La stabilité tarifaire peut également se traduire par  
24 l'introduction d'options tarifaires ou de mesures transitoires applicables à certains types de  
25 clients afin d'offrir des choix aux consommateurs et de tenir compte de leur capacité à  
26 modifier leur profil de consommation, plutôt que de bouleverser les tarifs de base. Par  
27 exemple, le choix d'une option tarifaire plutôt qu'un tarif obligatoire ou le recours à des  
28 programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à une tarification différenciée dans le  
29 temps peuvent assurer une plus grande stabilité à l'offre tarifaire et contribuer à une  
30 meilleure acceptabilité des tarifs par la clientèle.

#### 4.2. Offre tarifaire du Distributeur

31 L'offre tarifaire du Distributeur se caractérise par des tarifs bas et un éventail d'options  
32 tarifaires qui procurent un avantage comparatif important pour l'ensemble des  
33 consommateurs québécois. Ces tarifs et options apparaissent au document *Tarifs*  
34 *d'électricité* (les « Tarifs »)<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 5 et 6, section *Portfolio Choice and Rate Simplicity*.

<sup>17</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-14, document 2 (B-0051), pages 40 à 48.

<sup>18</sup> Les tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2016 ont été approuvés le 23 mars 2016 dans la décision finale D-2016-047 à la suite de la décision D-2016-033 sur le fond de la *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année 2017-2018* (dossier R-3933-2015).

1 La revue des tarifs du Distributeur par CAEC révèle que le Distributeur offre des tarifs  
2 d'électricité conformes aux meilleures pratiques de l'industrie. La plupart d'entre eux ont des  
3 structures similaires à ceux des autres distributeurs en Amérique du Nord.

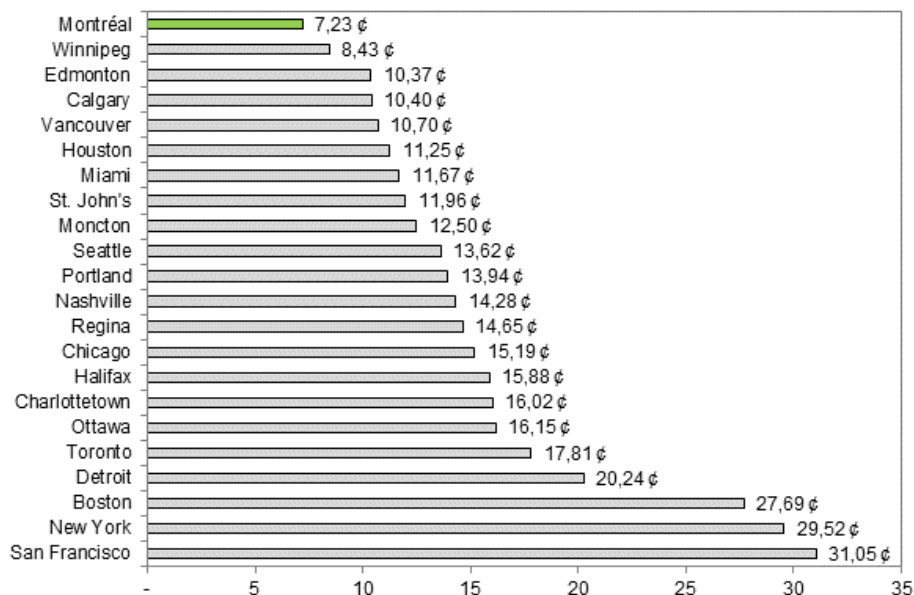
#### 4.2.1. Tarifs domestiques

4 L'offre tarifaire pour la clientèle domestique est composée des tarifs de base D et DM et d'un  
5 tarif optionnel de gestion de la consommation, le tarif DT. Ces tarifs sont applicables à un  
6 abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée pour un usage domestique, c'est-à-dire à  
7 des fins exclusives d'habitation dans un logement, sauf dans le cas des exceptions prévues  
8 aux Tarifs. L'électricité livrée à une exploitation agricole à des fins de culture des végétaux et  
9 d'élevage des animaux est également assujettie au tarif D ainsi qu'au tarif DT selon certaines  
10 conditions prévues aux Tarifs.

11 Par ailleurs, une option de mesurage net est offerte aux autoproducteurs. Le client qui se  
12 prévaut de cette option voit sa consommation nette, c'est-à-dire la différence entre  
13 l'électricité livrée et celle injectée sur le réseau, facturée au tarif de base applicable, D, DM  
14 ou G. De plus, l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse est offerte  
15 aux serres de 400 kW ou plus au tarif D (voir section 4.3.2).

16 Le tarif D d'Hydro-Québec demeure le plus bas en Amérique du Nord, tel que l'illustre la  
17 figure 4. Par exemple, il est moins élevé que les tarifs domestiques applicables au Manitoba  
18 et en Colombie-Britannique et jusqu'à deux fois moins élevé qu'en Ontario.

**FIGURE 4 :**  
**PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016 (¢CA/kWh) –**  
**CLIENTÈLE RÉSIDENNELLE (1 000 kWh/MOIS)**



Source : Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016

1 La structure du tarif D à deux tranches d'énergie à prix croissants, dont la 1<sup>re</sup> tranche couvre  
2 les besoins électriques de base, lui confère un caractère saisonnier qui tient compte de la  
3 consommation d'électricité plus importante en hiver découlant du chauffage électrique.

4 Une prime de puissance s'applique lorsque l'appel de puissance est supérieur à 50 kW en  
5 période d'hiver, afin de donner un signal de prix reflétant mieux le coût marginal associé à la  
6 croissance de la demande. Pour assurer une meilleure gestion des appels de puissance, la  
7 facturation de la puissance en été a été introduite en 2009 et la prime d'été s'accroît  
8 annuellement pour rejoindre progressivement le niveau de la prime applicable en période  
9 d'hiver. La puissance apparente et la puissance à facturer minimale sont prises en compte  
10 dans l'établissement de la puissance à facturer.

11 Le tarif DM s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est destinée à un  
12 immeuble collectif d'habitation ou à une résidence communautaire comprenant des  
13 logements dont le mesurage est collectif. Ce tarif est établi de façon à ce que la facture des  
14 clients domestiques dont la consommation d'électricité est mesurée collectivement soit  
15 similaire à celle des clients dont la consommation d'électricité est mesurée individuellement  
16 et facturée au tarif D. Cela est rendu possible par la prise en compte du nombre de  
17 logements dans le calcul du montant associé à la redevance et au seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de  
18 consommation et par l'application d'un seuil de 4 kW par logement pour la facturation de la  
19 puissance.

20 Le tarif DM, qui n'est plus offert aux nouveaux clients, est réservé à l'abonnement qui y était  
21 admissible le 31 mai 2009 afin d'inciter les propriétaires de nouveaux immeubles à choisir le  
22 mesurage individuel pour chacun des logements. Sa structure continue d'évoluer  
23 conjointement avec celle du tarif D.

### ***Exploitations agricoles***

24 Avant 1973, les exploitations agricoles étaient admissibles au tarif D puisqu'elles utilisaient  
25 l'électricité principalement à des fins d'habitation, l'utilisation de l'électricité à des fins  
26 agricoles se limitant à l'éclairage et à certains équipements agricoles. Les tarifs généraux  
27 s'appliquaient aux exploitations agricoles qui exerçaient principalement des activités à  
28 caractère commercial ou industriel. Au cours des années, les exploitations agricoles se sont  
29 modernisées et spécialisées et de plus grandes exploitations ont vu le jour. Hydro-Québec a  
30 donc revu les critères d'admissibilité au tarif domestique, l'objectif étant de préserver  
31 l'application de ce tarif aux exploitations agricoles à caractère familial. Cet objectif n'a pas  
32 été atteint puisqu'en 1994, 85 % des exploitations agricoles du Québec bénéficiaient de ce  
33 tarif, ce qui suscitait un sentiment d'iniquité chez la clientèle agricole.

34 Des discussions entre Hydro-Québec et l'Union des producteurs agricoles (« UPA ») mènent  
35 à une réforme sur la tarification des exploitations agricoles approuvée par le gouvernement  
36 du Québec en 1996. Cette réforme assure l'application du tarif domestique à l'ensemble des  
37 exploitations agricoles pour leurs activités de culture des végétaux et d'élevage des animaux.  
38 Elle permet également de simplifier et de préciser l'application tarifaire de même que



1 d'assurer un traitement uniforme et équitable pour l'ensemble de cette clientèle. De plus, elle  
2 prévoit que les activités commerciales et industrielles demeurent aux tarifs généraux. Les  
3 discussions avec l'UPA conduisent à l'élaboration d'un *Cadre de référence en matière de*  
4 *tarification des exploitations agricoles*, document qui facilite la compréhension de la  
5 tarification des exploitations agricoles<sup>19</sup>.

6 Plus récemment, l'analyse des tarifs domestiques a conduit la Régie à rejeter l'introduction  
7 d'un tarif distinct pour la clientèle agricole dans sa décision D-2016-033. Cette clientèle  
8 continue de bénéficier des tarifs domestiques et des tarifs généraux.

### ***Gestion de la demande au secteur domestique***

9 Depuis longtemps, Hydro-Québec intervient en matière de gestion de la demande par le  
10 biais de la tarification<sup>20</sup>. Outils indispensables pour assurer la gestion de la demande et la  
11 réduction du coût de service, le tarif biénergie DT ainsi que les options d'électricité  
12 interruptible constituent les principales mesures de tarification dynamique offertes par le  
13 Distributeur.

14 Le tarif DT est un exemple unique d'une tarification pour période critique avec des prix  
15 différenciés selon la température<sup>21</sup> lesquels contribuent à réduire significativement la  
16 demande d'électricité en période de pointe et cela depuis plus de 30 ans. En effet, grâce à la  
17 biénergie résidentielle, le Distributeur peut compter sur 580 MW d'effacement à la pointe  
18 hivernale des 115 000 abonnements au tarif DT, soit un taux de participation d'environ 3 %  
19 de la clientèle résidentielle.

20 Le tarif DT est une option de gestion de la puissance offerte aux clients domestiques  
21 disposant d'un système de chauffage biénergie dont la capacité en mode combustible est  
22 suffisante pour fournir la chaleur nécessaire en période de pointe. Un système biénergie sert  
23 au chauffage des locaux ou des locaux et de l'eau, lequel est conçu de telle sorte que  
24 l'électricité peut être utilisée comme source principale pour le chauffage alors qu'un  
25 combustible sert de source d'appoint.

26 Dès le début des années 80, Hydro-Québec encourage le chauffage biénergie par  
27 l'entremise d'une aide financière afin d'atténuer les problèmes de pointe entraînés en partie  
28 par le recours de plus en plus étendu au chauffage électrique. Les interventions en biénergie  
29 résidentielle ont ainsi été initiées dans le but d'atténuer la tendance naturelle du marché à  
30 acquérir des systèmes de chauffage tout à l'électricité. En appui à ces interventions  
31 commerciales, un tarif expérimental est offert avec un prix de pointe applicable jusqu'à un  
32 maximum de 300 heures.

---

<sup>19</sup> <http://www.hydroquebec.com/affaires-municipales-regionales/pdf/amr-cadre-reference-upa-hq-fr.pdf>

<sup>20</sup> Dans le cadre de l'approbation du plan de développement 1990-1992, horizon 1999, le gouvernement a demandé à Hydro-Québec d'entreprendre une révision en profondeur de la tarification en expérimentant notamment de nouvelles options tarifaires basées sur la tarification différenciée dans le temps.

<sup>21</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 10.

1 C'est en 1987 qu'apparaît le tarif DT tel qu'on le connaît actuellement, avec un prix qui varie  
2 selon la température extérieure et qui s'applique à l'ensemble de la consommation du client  
3 et non uniquement à la charge de chauffage.

4 À partir de 1996, les exploitations agricoles cessent d'être admissibles au tarif DT parce que  
5 leur profil de consommation ne correspond pas au profil d'une résidence chauffée en mode  
6 biénergie sur lequel est calibré le tarif. Jusqu'en 2001, les exploitations agricoles qui ne  
7 satisfont plus aux nouvelles conditions d'admissibilité bénéficient d'un tarif de transition  
8 permettant de les ramener graduellement au tarif D. Le tarif DT continue cependant de  
9 s'appliquer lorsqu'un seul branchement dessert à la fois l'exploitation agricole et un  
10 logement, et que la puissance installée destinée à l'exploitation agricole et à tout autre lieu  
11 que le logement ne dépasse pas 10 kW. La capacité du système biénergie doit être  
12 suffisante pour fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage du logement.

13 En 2013, le tarif DT est étendu, sous certaines conditions, aux exploitations agricoles. Cette  
14 mesure vise à accroître les ventes d'électricité en période hors pointe et à favoriser le  
15 développement des exploitations agricoles, notamment les serres avec des besoins de  
16 chauffage.

17 Par ailleurs, le Distributeur a expérimenté d'autres formes de tarification différenciée dans le  
18 temps (« TDT ») au cours des années avec deux expériences pilotes auprès de la clientèle  
19 résidentielle, le tarif expérimental DH et le Projet Tarifaire Heure Juste lesquels ne  
20 présentaient pas d'avantages particuliers par rapport au tarif DT.

21 Au-delà du tarif DT qui offre au Distributeur un réel outil de gestion de la demande et à la  
22 lumière des projets pilotes de TDT auprès de la clientèle résidentielle, le recours à des  
23 programmes commerciaux constitue, selon le Distributeur, un moyen efficace pour cibler et  
24 inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des  
25 mesures de gestion de la demande en période de pointe.

### ***Révision des tarifs domestiques***

26 Dans sa décision D-2014-037, la Régie invitait les intervenants et le Distributeur à échanger  
27 sur la stratégie relative aux tarifs domestiques pour tracer un bilan des réformes engagées et  
28 pour en revoir certains éléments. Elle jugeait ces consultations pertinentes afin de permettre  
29 au Distributeur d'élaborer une stratégie pour les prochaines années qui tienne compte du  
30 contexte et des préoccupations des intervenants.

31 À la lumière des travaux réalisés en séances de travail au printemps 2015, des  
32 commentaires formulés par les intervenants, des discussions dans le dossier tarifaire 2016-  
33 2017 et de la décision D-2016-033 rendue par la Régie, le Distributeur a présenté un  
34 ensemble de propositions concernant les tarifs domestiques dans sa demande tarifaire  
35 2017-2018<sup>22</sup>. Ces propositions incluent un plan de déploiement vers une structure cible

---

<sup>22</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-14, document 2 (B-0052).

1 proposée au tarif D et au nouveau tarif DP applicable aux clients domestiques dont la  
2 puissance maximale appelée est d'au moins 50 kW.

3 L'évolution du tarif D a principalement été marquée par la volonté d'offrir un meilleur signal  
4 de prix<sup>23</sup> qui favorise une utilisation efficace de l'électricité en appliquant les hausses  
5 tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent davantage agir tout en  
6 contribuant à alléger la facture électrique des plus petits consommateurs, dont les MFR. De  
7 plus, la recherche de la simplicité des tarifs constitue un objectif important. En cela, elle  
8 s'inspire des principes et des critères énoncés précédemment de même que des meilleures  
9 pratiques de l'industrie. CAEC mentionne que l'offre d'un tarif de base pour une grande  
10 majorité de clients de chaque grande catégorie de consommateurs est encore la pratique  
11 adoptée par la plupart des distributeurs. Bien que l'on retrouve des structures de prix  
12 progressives aux États-Unis, elles ciblent davantage la climatisation<sup>24</sup>.

13 Par ailleurs, les variations importantes des prix des marchés de gros, particulièrement dans  
14 les marchés ouverts, peuvent exercer une influence sur les tarifs et encourager le  
15 développement de la tarification dynamique. À la différence des États-Unis dont les réseaux  
16 électriques doivent rencontrer les fortes demandes quotidiennes de climatisation en été, le  
17 Québec se distingue par son réseau électrique construit pour répondre aux pointes  
18 hivernales attribuables à la présence très importante du chauffage électrique. Cela a  
19 évidemment un impact important sur les coûts et caractéristiques de consommation de la  
20 clientèle qui doivent être reflétés dans les tarifs.

### **Recouvrement des coûts fixes**

21 Un problème auquel sont confrontés les distributeurs nord-américains dans le contexte d'une  
22 faible croissance des ventes et de l'essor de la production distribuée est le recouvrement des  
23 coûts fixes comme souligné par CAEC<sup>25</sup>. Traditionnellement, la redevance d'abonnement  
24 des tarifs résidentiels n'a récupéré qu'une partie des coûts fixes alors que les composantes  
25 relatives à l'énergie récupèrent les coûts d'énergie en plus du reste des coûts fixes. Cette  
26 approche a pour objectif principal d'épargner les plus petits consommateurs en faisant  
27 supporter plus de coûts par les plus grands consommateurs tout en leur donnant un signal  
28 de prix basé sur les coûts marginaux. Elle est parfaitement défendable dans un contexte de  
29 croissance soutenue des ventes d'électricité et de coûts marginaux croissants.

30 Cependant, le Québec est également confronté à un ralentissement de la croissance des  
31 ventes d'électricité<sup>26</sup>. En considérant la concurrence des autres sources d'énergie et l'arrivée  
32 éventuelle de la production distribuée et du stockage d'énergie à faible coût (voir la  
33 section 5), la récupération des coûts fixes par les tarifs devient un enjeu. Ce contexte  
34 énergétique amène un nouvel éclairage à la révision des tarifs domestiques, en particulier

<sup>23</sup> Basé sur les coûts évités du Distributeur.

<sup>24</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 8 et 9.

<sup>25</sup> Ibid., pages 11 à 14, section *Fixed Cost Recovery*.

<sup>26</sup> Dans son *Plan d'approvisionnement 2017-2026* (dossier R-3986-2016), le Distributeur prévoit une croissance modérée de la demande au cours des dix prochaines années, soit une croissance moyenne de 0,4 % par année des besoins en énergie et de 0,6 % des besoins en puissance.

1 sur la pertinence d'éliminer la redevance d'abonnement. Le Distributeur entend donc  
2 approfondir ses analyses et explorer des avenues sur la base des meilleures pratiques de  
3 l'industrie.

#### **4.2.2. Tarifs et options de grande puissance**

4 Traditionnellement, la clientèle de grande puissance dispose de plus d'options tarifaires que  
5 les clientèles de petite et moyenne puissance. Cette situation est principalement attribuable à  
6 la plus grande sensibilité de cette clientèle au prix de l'électricité compte tenu de la part plus  
7 importante des coûts de l'électricité dans les dépenses d'exploitation. Le tarif constitue donc  
8 pour le Distributeur un levier sur lequel il peut agir pour attirer des entreprises ou inciter les  
9 clients à interrompre leur consommation à sa demande.

10 L'offre tarifaire pour la clientèle de grande puissance est composée de deux tarifs de base  
11 applicables selon l'usage : le tarif L s'adresse aux clients dont l'abonnement est lié à une  
12 activité industrielle alors que le tarif LG vise les clients des secteurs commercial et  
13 institutionnel et les réseaux municipaux.

14 Le tarif L, qui comprenait auparavant tous les clients de grande puissance, a été scindé en  
15 deux en 2014, les clients industriels de grande puissance étant exemptés de l'indexation du  
16 coût de fourniture de l'électricité patrimoniale conformément aux nouvelles dispositions de la  
17 LRÉ. Afin d'uniformiser les modalités de gestion et de facturation de la puissance au tarif LG  
18 avec celles offertes aux autres clients généraux et domestiques, le mécanisme de la  
19 puissance souscrite a été remplacé par un mécanisme automatique de fixation de la  
20 puissance à facturer minimale. Cette modification a permis de simplifier la gestion de la  
21 puissance pour cette clientèle, d'assurer une meilleure optimisation de la facturation de la  
22 puissance pour la majorité des clients et de résoudre des problèmes d'application à la source  
23 d'une iniquité entre les clients.

24 Aux deux tarifs de base L et LG s'ajoutent des tarifs optionnels visant des applications  
25 particulières ou des situations ponctuelles :

- 26 • Le tarif H s'adresse au client dont la consommation est principalement concentrée  
27 en dehors des jours de semaine en hiver.
- 28 • Le tarif LD est offert à titre d'énergie de secours au producteur autonome dont la  
29 source habituelle d'électricité fait momentanément défaut ou fait l'objet d'un  
30 entretien. Les tarifs H et LD sont déterminés à partir du tarif LG.
- 31 • Le tarif LP s'adresse au client au titre duquel l'électricité sert d'appoint à une  
32 chaudière alimentée au combustible.
- 33 • Le domaine d'application du tarif G-9 pour faible FU a été élargi aux clients de  
34 grande puissance en 2014.
- 35 • Les options de rodage de nouveaux équipements et les modalités relatives aux  
36 essais d'équipement permettent aux clients de ne pas être affectés par une

1 augmentation de la facture de puissance lorsqu'ils doivent roder un nouveau  
2 procédé ou encore tester des équipements spécifiques.

- 3 • Le tarif de maintien de la charge, datant de 1995, permet d'offrir un rabais aux  
4 clients industriels éprouvant des difficultés financières temporaires menant à  
5 l'arrêt de l'ensemble ou d'une partie de leurs opérations. Ce rabais est  
6 conditionnel à l'obtention de réductions de leurs autres fournisseurs et est  
7 déterminé sur la base de l'impact de ces réductions sur la diminution des coûts  
8 variables totaux.

9 Certaines options tarifaires ou tarifs optionnels ne sont pas fondés sur les coûts moyens du  
10 Distributeur mais sur des indicateurs reflétant les coûts marginaux de court terme ou de long  
11 terme. Il s'agit des options d'électricité interruptible, de l'option d'électricité additionnelle ainsi  
12 que du tarif de développement économique.

13 Deux options d'électricité interruptible sont offertes aux clients de grande puissance qui  
14 peuvent interrompre leur consommation à la demande d'Hydro-Québec en échange d'un  
15 crédit sur leur facture d'électricité. Ces options mettent à contribution la flexibilité  
16 opérationnelle des clients afin d'éviter des coûts au Distributeur à l'avantage de l'ensemble  
17 de la clientèle. Les options d'électricité interruptibles, offertes par le Distributeur depuis  
18 plusieurs décennies, ont fait l'objet de modifications depuis 2000 afin de les adapter au  
19 nouveau contexte énergétique et réglementaire. Les modifications ont permis de résoudre  
20 des problèmes rencontrés par les clients, permettant ainsi de conserver ou d'augmenter les  
21 quantités de puissance interruptible. De plus, des indicateurs reflétant des marchés de  
22 référence du Nord-Est américain sont maintenant utilisés pour établir les crédits offerts plutôt  
23 que les coûts marginaux de long terme qui avaient servi de référence entre 1982 et 2000.  
24 Ces indicateurs représentent le coût d'opportunité du Distributeur pour ce type de produit  
25 dans le contexte où les marchés externes sont plus accessibles.

26 L'option d'électricité additionnelle (« OÉA ») permet au client de consommer de faibles  
27 quantités d'énergie en dehors des périodes de pointe d'Hydro-Québec, quantités qu'il  
28 n'aurait pas consommées autrement, à un prix incluant la puissance et l'énergie, et basé sur  
29 le coût d'approvisionnement à la marge du Distributeur. Cette option, introduite en 2006, a  
30 remplacé l'option de tarification en temps réel (« TTR »). En visant deux objectifs, soit  
31 l'effacement des charges à la pointe et la vente d'énergie additionnelle, la TTR était perçue  
32 par les clients comme étant complexe et trop rigide.

33 L'OÉA offre plus de flexibilité, notamment en ce qui a trait à l'établissement de la puissance  
34 de référence, de la formule tarifaire et de la période d'engagement qui est sur une base  
35 mensuelle au lieu d'être annuelle. De plus, la méthode d'établissement des prix, perçue  
36 comme manquant de transparence par la clientèle participante, a été modifiée pour adopter  
37 un indicateur de marché. Cette formule a été ajustée à nouveau en 2015 afin de tenir compte  
38 du contexte de surplus du Distributeur, ce qui fait en sorte que le coût évité de court terme  
39 est maintenant davantage influencé par la valeur de l'électricité patrimoniale.

1 C'est également dans le contexte de surplus qu'un tarif de développement économique a été  
2 introduit en 2015. Ce tarif permet d'offrir une réduction de 20 % pour une nouvelle installation  
3 ou l'agrandissement d'une installation existante liée à un secteur d'activité porteur de  
4 développement économique. L'installation doit présenter un potentiel notable d'ajout net de  
5 nouvelles charges et les coûts d'électricité doivent représenter au moins 10 % des dépenses  
6 d'exploitation liées à cette nouvelle charge. La réduction est calibrée afin d'être neutre pour  
7 le reste de la clientèle sur la période prévue d'application. Compte tenu des surplus  
8 énergétiques prévus à l'horizon du Plan d'approvisionnement en électricité 2017-2026, le  
9 Distributeur propose de prolonger jusqu'en 2026 la durée du tarif de développement  
10 économique.

11 Grâce aux conditions d'admissibilité, le tarif de développement économique permet de cibler  
12 les installations pour lesquelles une réduction de tarif représente un réel avantage. Les  
13 activités visées doivent être liées à des secteurs offrant des effets structurants à plus long  
14 terme sur l'industrie québécoise. Pour le Distributeur, un des objectifs consiste à diversifier  
15 sa clientèle.

16 L'offre tarifaire actuelle du Distributeur pour la clientèle de grande puissance est relativement  
17 élaborée après avoir évolué au cours des ans, ce qui amène CAEC à conclure que par sa  
18 diversité et les caractéristiques de sa conception, elle est conforme aux pratiques de  
19 l'industrie<sup>27</sup>.

20 De tout temps, l'évolution du contexte économique et énergétique a présenté des risques et  
21 des opportunités pour le Distributeur. Le contexte actuel n'est pas nouveau. Ainsi le  
22 Distributeur devra s'assurer que son offre tarifaire pour la grande puissance reste optimale et  
23 réponde aux besoins des clients, tout en contribuant le mieux possible à l'équilibre  
24 énergétique du Distributeur.

25 Pour ce faire, il devra tenir compte des disponibilités d'énergie et des besoins en puissance,  
26 des opportunités éventuelles de marché ainsi que des contraintes d'opération de ses clients.  
27 Par exemple, les options tarifaires actuelles pourront faire l'objet d'analyse afin d'évaluer  
28 comment elles pourraient être améliorées et simplifiées, notamment sur la base des  
29 modalités d'adhésion ou des formules tarifaires.

#### **4.2.3. Tarifs et options de petite et de moyenne puissance**

30 L'offre tarifaire pour la clientèle de petite et de moyenne puissance est composée de deux  
31 tarifs de base applicables selon la taille du client. Le tarif G s'adresse aux clients dont la  
32 puissance à facturer minimale est inférieure à 65 kW, soit les clients de petite puissance. Le  
33 tarif M s'adresse aux clients dont la puissance maximale appelée est d'au moins 50 kW une  
34 fois par année et demeure généralement inférieure à 5 000 kW, soit les clients de moyenne  
35 puissance.

---

<sup>27</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 23.

1 Bien que ces deux tarifs fassent partie de l'offre de base depuis 1975, des modifications  
2 importantes visant à clarifier le signal de prix y ont été récemment apportées. La limite  
3 supérieure en puissance du tarif G a été diminuée en 2011 afin de permettre le passage de  
4 près de 14 000 clients du tarif G au tarif M. Les clients ainsi transférés ont accès à un tarif  
5 plus simple présentant un signal de prix plus clair. Le seuil d'application de la puissance du  
6 tarif G a été augmenté de 35 à 50 kW afin de simplifier la facturation de la puissance pour les  
7 clients de 50 kW et moins pour lesquels la gestion de la puissance est complexe. La Régie a  
8 également approuvé l'élimination graduelle de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie du tarif G afin de  
9 présenter un signal de prix en énergie à la marge se rapprochant du coût évité de long  
10 terme.

11 Finalement, les modalités relatives à la puissance à facturer minimale ont été uniformisées  
12 pour tous les tarifs généraux de même que pour les tarifs domestiques, ce qui a permis de  
13 simplifier les règles de passage entre les tarifs. Cette uniformisation a notamment mené au  
14 remplacement du mécanisme de puissance souscrite au tarif M par un mécanisme  
15 automatique de fixation de la puissance à facturer minimale. Cette modification a permis de  
16 simplifier la facturation de la puissance pour près de 14 000 clients, tout en éliminant la  
17 lourdeur administrative associée à l'établissement d'une puissance souscrite pour cette  
18 clientèle de même que certains problèmes d'application et d'iniquité.

19 Aux deux tarifs de base G et M s'ajoutent des tarifs optionnels visant des applications  
20 particulières ou des situations ponctuelles. Ce portefeuille d'options a beaucoup évolué  
21 depuis une dizaine d'années, tout particulièrement pour la moyenne puissance. Les solutions  
22 tarifaires proposées pour répondre à des besoins et des contextes particuliers, qui se  
23 traduisent par des économies de facture pour les clients, sont justifiées dans la mesure où  
24 elles conduisent également à une réduction des coûts du Distributeur. D'autres options ont  
25 été ajoutées afin de rapprocher cette offre tarifaire de celle offerte aux clients de grande  
26 puissance :

- 27 • Le tarif G-9 s'adresse aux clients de moyenne puissance dont le niveau  
28 d'utilisation de la puissance à facturer est faible.
- 29 • Le tarif GD, à l'instar du tarif LD, est offert à titre d'énergie de secours au  
30 producteur autonome dont la source habituelle d'électricité fait momentanément  
31 défaut ou fait l'objet d'un entretien. Les tarifs G-9 et GD sont déterminés à partir  
32 du tarif M.
- 33 • Comme pour la clientèle domestique, une option de mesurage net est offerte aux  
34 autoproducteurs dont l'abonnement au tarif G a une puissance maximale appelée  
35 ne dépassant pas 50 kW.
- 36 • Les options de rodage de nouveaux équipements et les modalités relatives aux  
37 essais d'équipement sont offertes aux clients des tarifs G-9 et M.

- 1           • Des tarifs de courte durée sont accessibles pour les clients aux tarifs G, G-9 et M,  
2           ce qui leur permet de limiter l'impact de la facturation de la puissance lorsqu'ils  
3           ont des activités saisonnières.
- 4           • À l'instar des clients de grande puissance, les clients de moyenne puissance de  
5           plus de 1 000 kW ont accès aux options d'électricité interruptible, à l'option  
6           d'électricité additionnelle et au tarif de développement économique.

7 L'offre tarifaire pour la clientèle de petite et de moyenne puissance est élaborée et permet de  
8 répondre à plusieurs besoins. Elle se compare donc avantageusement à celles d'autres  
9 distributeurs en Amérique du Nord. CAEC mentionne que certaines options d'Hydro-Québec  
10 se retrouvent peu fréquemment dans le portefeuille d'autres distributeurs en Amérique du  
11 Nord. Il mentionne également que l'option d'électricité additionnelle du Distributeur est une  
12 variante des options qui sont de plus en plus offertes pour cette catégorie de clients afin de  
13 leur permettre d'avoir accès à des prix de marché<sup>28</sup>.

14 Pour la clientèle de petite et de moyenne puissance, la part de l'électricité dans les dépenses  
15 d'exploitation est généralement moins élevée que pour la clientèle de grande puissance.  
16 Cette clientèle est habituellement moins sophistiquée sur le plan de sa capacité de gérer sa  
17 consommation, par exemple du fait qu'elle ne dispose pas de personnel dédié à la gestion  
18 de l'énergie. De plus, la gestion de la consommation figure rarement parmi les priorités des  
19 gestionnaires. Cet état de fait permet d'expliquer que, d'une part, relativement moins de  
20 clients adhèrent aux options proposées par rapport aux clients de plus grande taille et que,  
21 d'autre part, les clients tiennent à avoir des tarifs simples, tant au niveau de leur structure  
22 que de leurs modalités d'application. C'est d'ailleurs pour cette raison que le Distributeur a  
23 introduit une approche proactive pour transférer les grands clients du tarif G aux tarifs de  
24 moyenne puissance, ce qui simplifie les démarches liées au choix de tarif et évite que des  
25 clients soient désavantagés par les réformes en vigueur.

26 CAEC confirme que la plupart des distributeurs appliquent une prime de puissance aux tarifs  
27 généraux à partir d'un certain seuil. Par ailleurs, les tarifs généraux de petite puissance  
28 présentent généralement une structure tarifaire simple, avec peu de variations temporelles,  
29 soit saisonnière ou horaire. Enfin, aucun distributeur n'offre des allègements de tarifs à cette  
30 catégorie de clients qui ne reposent pas sur les coûts<sup>29</sup>.

31 À l'instar de la clientèle de grande puissance, le Distributeur devra s'assurer que son offre  
32 tarifaire reste optimale et réponde aux besoins de cette clientèle. Il entend ainsi continuer à  
33 étudier des pistes d'amélioration visant par exemple les options tarifaires actuelles ou  
34 impliquant de nouvelles avenues.

### **Rééquilibrage des tarifs généraux**

35 Outre la mise en place d'un portefeuille de tarifs et d'options tarifaires afin de répondre aux  
36 besoins des clients tout en respectant les contraintes du Distributeur, il faut s'assurer que la

---

<sup>28</sup> Pièce HQD-2, document 1, page ii.

<sup>29</sup> Ibid., pages 19 et 20.



1 stratégie tarifaire soit équilibrée, équitable et adaptée au contexte énergétique et  
2 économique en continuelle évolution. Ainsi, la stratégie tarifaire à l'égard des tarifs généraux  
3 a été modifiée en 2014 afin de tenir compte de nouveaux éléments de contexte qui  
4 augmentaient la pression sur la clientèle de moyenne puissance, notamment celle  
5 industrielle :

- 6 • Sur le plan économique, la production manufacturière avait diminué de 16 % au  
7 cours de la récession de 2008 alors que la clientèle de moyenne puissance  
8 bénéficiait de façon générale d'un avantage moindre que les autres catégories de  
9 clients d'Hydro-Québec par rapport aux autres juridictions en Amérique du Nord  
10 (voir la figure 2).
- 11 • Sur le plan énergétique, la position concurrentielle du gaz naturel s'était  
12 grandement améliorée par rapport à l'électricité.
- 13 • Sur le plan réglementaire, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale à  
14 compter de 2014 générait des effets négatifs sur les structures des tarifs  
15 généraux. Notamment, la hausse de l'écart entre les tarifs M et L, couplée à  
16 l'élimination de la dégressivité au tarif M, abaissaient le seuil de passage entre  
17 ces deux tarifs à un niveau tel que la réforme du tarif M n'apportait plus  
18 l'amélioration souhaitée du signal de prix pour les tarifs généraux.

19 La nouvelle stratégie adoptée a consisté à surseoir à l'élimination de la dégressivité des prix  
20 de l'énergie du tarif M et à appliquer des hausses proportionnelles des prix de l'énergie à ce  
21 tarif. De plus, elle tient compte d'une volonté de procéder à un rééquilibrage des tarifs  
22 généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus  
23 auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG.

24 Cette stratégie a été appliquée en 2014. Pour les années subséquentes, le rééquilibrage en  
25 faveur du tarif M s'est limité aux revenus associés aux mesures transitoires du tarif LG. Ainsi,  
26 pour 2015 et 2016, les prix des tarifs G et LG ont augmenté au taux de la hausse moyenne.  
27 Au total, sur la période 2014-2016, le tarif M a connu une hausse de 7,4 % alors que les  
28 hausses des tarifs G et LG ont été respectivement de 8,6 % et 9,8 %.

29 Ce rééquilibrage illustre la nécessité pour la Régie de tenir compte du contexte afin de  
30 pouvoir adapter la stratégie tarifaire aux risques pouvant affecter spécifiquement une  
31 clientèle. Il est prévu à l'article 49, paragraphe 6 de la LRÉ que la Régie puisse tenir compte  
32 des risques inhérents à chaque catégorie de consommateurs pour fixer un tarif. Dans le  
33 cadre actuel de maintien de l'interfinancement, le rééquilibrage a toutefois été limité aux trois  
34 tarifs généraux, ceux-ci étant considérés comme une seule et même catégorie de clients.  
35 Étant donné le faible montant en jeu par rapport aux revenus du tarif M, le rééquilibrage est  
36 limité et son impact marginal.

### 4.3. Traitement des demandes particulières de clients

1 Au cours des années, certaines associations de consommateurs ont souhaité obtenir des  
2 tarifs plus bas afin d'alléger la facture d'électricité. Plus récemment, par exemple, l'Union des  
3 municipalités du Québec (« UMQ ») a demandé d'accorder un crédit pour la puissance  
4 inutilisée en période hors pointe à la Société de transport de Montréal (« STM »). Pour sa  
5 part, l'Association des stations de ski du Québec (« ASSQ ») a demandé une exception afin  
6 de ne plus assumer la majoration de la prime de puissance en hiver pour les abonnements  
7 de courte durée des stations de ski. D'autres clientèles particulières ont formulé des  
8 demandes de tarif dont celle de l'UPA d'introduire un tarif distinct pour les exploitations  
9 agricoles ou celle de l'UMQ de disposer de tarifs qui excluraient l'interfinancement pour les  
10 abonnements appartenant aux municipalités. De plus, d'autres clients estiment qu'Hydro-  
11 Québec devrait subventionner, au moyen de l'offre de rabais tarifaires, leur secteur d'activité,  
12 par exemple la production en serre et la fabrication de neige. Dans tous ces cas, la Régie a  
13 statué que les demandes ne respectaient pas la LRÉ, celles-ci n'étant pas justifiées sur la  
14 base des coûts. De plus, les accommodements demandés auraient eu pour effet  
15 d'augmenter la contribution des autres catégories de consommateurs au bénéfice de ces  
16 clients.

17 En revanche, la Régie a approuvé certaines demandes provenant des représentants des  
18 clients et des propositions du Distributeur faisant suite à des discussions avec des  
19 représentants de clients qu'elle avait encouragées. Ces demandes visaient souvent à  
20 clarifier des modalités tarifaires ou à répondre à des problèmes particuliers liés à certaines  
21 modalités proposées. Par exemple, dans le cadre de la réforme des tarifs généraux, le  
22 Distributeur a proposé d'introduire des modalités favorisant le transfert automatique des  
23 clients vers le meilleur tarif de moyenne puissance. La Régie a également approuvé les  
24 modalités relatives aux essais d'équipement qui avaient été proposées en réponse aux  
25 problèmes d'application de la puissance à facturer minimale soulevés par la FCEI. Ces  
26 décisions favorables étaient fondées sur les coûts et étaient équitables pour la clientèle.

27 Selon la LRÉ, la Régie ne peut fixer un tarif afin de garantir un objectif de profitabilité, ni ne  
28 peut compenser les risques financiers supportés par une catégorie de consommateurs. Tout  
29 allègement tarifaire doit être justifié sur la base des coûts afin de préserver l'équité entre les  
30 catégories de consommateurs. Ainsi, par équité pour l'ensemble des autres clients qui  
31 devraient assumer le manque à gagner résultant de l'offre de rabais tarifaires, les principes  
32 de réglementation économique préconisent que le Distributeur ne doit pas se substituer à  
33 l'État pour subventionner un secteur d'activité.

34 La fixation des tarifs doit se fonder principalement sur le reflet du coût de service d'une  
35 catégorie de consommateurs, car ce critère est le seul qui permet à un tribunal administratif  
36 comme la Régie de statuer de manière objective et rigoureuse sur l'introduction d'un tarif  
37 pour une catégorie de consommateurs. En dehors de ce cadre, c'est au gouvernement du  
38 Québec de décider quel secteur mérite des allègements tarifaires. Tel que le prévoit la LRÉ,  
39 c'est alors à lui de supporter le coût et les risques inhérents à l'octroi de contrats spéciaux à

1 des clients ou à des secteurs d'activité jugés stratégiques et porteurs de retombées  
2 économiques. Il s'agit alors d'un choix de société effectué par le législateur.

3 La compétitivité de secteurs d'activité ne se limite pas qu'à des considérations tarifaires. Le  
4 coût de l'électricité doit représenter une part importante des coûts totaux d'une entreprise  
5 pour qu'une baisse de tarif ait un effet tangible sur la compétitivité du client. La compétitivité  
6 d'une entreprise peut également provenir de l'amélioration d'autres aspects comme la  
7 gestion de ses opérations.

8 L'offre d'un tarif préférentiel doit se faire par l'exclusion de clients sur la base de critères tels  
9 que l'usage ou le secteur d'activité, ce qui rend difficile, complexe et coûteuse l'application  
10 de ces tarifs. En effet, le Distributeur doit s'assurer de la conformité des installations de  
11 chaque client admissible au tarif avantageux et procéder à des modifications de tarifs lorsque  
12 nécessaire. Ces actions sont souvent mal reçues par les clients visés. Par exemple, comme  
13 les prix des tarifs domestiques sont plus bas que leur équivalent des tarifs généraux et  
14 industriel, le Distributeur a dû établir des critères d'admissibilité afin d'en réserver l'accès aux  
15 clients résidentiels et agricoles. En plus de ce qui est déjà prévu aux Tarifs, le Distributeur  
16 s'est doté d'outils d'aide à l'admissibilité aux tarifs domestiques comme le cadre de référence  
17 en matière de tarification élaboré avec l'UPA.

18 Une tarification selon l'usage peut susciter de l'insatisfaction, de l'incompréhension ou  
19 encore un sentiment d'iniquité de la part de la clientèle exclue, pouvant même se traduire par  
20 des plaintes auprès de la Régie. Par exemple, la Ville de Montréal a demandé que la  
21 consommation d'électricité de ses usines de traitement et d'épuration des eaux soit facturée  
22 au tarif L sous prétexte que ces abonnements utilisaient des procédés similaires à ceux  
23 utilisés dans certains secteurs industriels<sup>30</sup>. Bien que cette avenue soit à l'occasion proposée  
24 comme solution tarifaire, le Distributeur estime qu'en raison des difficultés qu'elle engendre,  
25 le processus de conception des tarifs doit éviter dans la mesure du possible d'étendre la  
26 tarification selon l'usage.

27 Pour ces raisons, l'application de tarifs ou options sur la base de l'usage afin de favoriser  
28 une industrie ou une catégorie de clients n'est pas courante dans l'industrie. C'est le constat  
29 que fait CAEC qui mentionne que l'objectif du Distributeur de simplifier l'application tarifaire  
30 et de limiter l'application de tarif pour certaines industries respecte les pratiques  
31 réglementaires mises de l'avant ailleurs en Amérique du Nord. CAEC précise de plus qu'une  
32 façon plus appropriée d'aider la clientèle est d'introduire un portefeuille de tarifs et d'options  
33 visant à répondre à des besoins variés comme le fait le Distributeur<sup>31</sup>.

34 Le Distributeur estime qu'une bonne compréhension des tarifs permet à la clientèle de mieux  
35 exploiter son offre tarifaire et commerciale, tout en diminuant la facture des clients. Cette  
36 meilleure compréhension passe par une bonne communication, un accompagnement de la  
37 clientèle et la poursuite de la collaboration avec ses représentants. Cela s'inscrit dans les  
38 objectifs d'amélioration du service à la clientèle d'Hydro-Québec. Par exemple, il collabore

<sup>30</sup> Décision D-2016-085, *Ville de Montréal c. Hydro-Québec*.

<sup>31</sup> Pièce HQD-2, document 1, page iii, section *Pricing for specific industries*.

1 avec l'ASSQ et les producteurs en serre, à une meilleure compréhension des tarifs et à une  
2 optimisation de la performance électrique des clients de manière à leur permettre de mieux  
3 tirer parti des tarifs (voir à cet égard les sections 4.3.2. et 4.3.3). La compréhension de la  
4 facture, la qualité du service électrique et l'efficacité énergétique sont quelques-uns des axes  
5 d'intervention qui ont été abordés avec ces clients.

6 Le Distributeur croit que cette avenue doit être favorisée, car l'offre tarifaire et les  
7 programmes commerciaux du Distributeur peuvent ne pas être pleinement exploités par  
8 certaines catégories de clients. Le Distributeur est d'avis que l'offre de services  
9 d'accompagnement aux clients pour optimiser leurs performances électriques et les aider à  
10 choisir des tarifs, des options tarifaires et des programmes commerciaux adaptés à leur  
11 situation est non seulement une voie susceptible d'améliorer les pratiques actuelles, mais  
12 constitue aussi une des meilleures façons de répondre concrètement aux besoins particuliers  
13 de certaines catégories de clients.

#### **4.3.1. Ménages à faible revenu**

14 Le Distributeur est conscient du poids financier que peut représenter la facture d'électricité  
15 pour les MFR et les efforts que ces derniers doivent consacrer à son paiement. Afin de  
16 mieux cibler la capacité de paiement des MFR, le Distributeur travaille, depuis plusieurs  
17 années, avec des associations de consommateurs résidentiels dans le cadre de deux  
18 groupes de travail soit la Table de travail sur le recouvrement et le groupe de travail  
19 Ménages à faible revenu. Les mesures visant à atténuer le poids de la facture d'électricité  
20 dans le budget des MFR sont articulées autour de trois axes : la stratégie tarifaire, le soutien  
21 offert aux MFR en difficulté de paiement et les interventions en efficacité énergétique.

22 La stratégie tarifaire au tarif D vise à donner un signal de prix qui favorise une utilisation  
23 efficace de l'électricité tout en contribuant à alléger la facture électrique des plus petits  
24 consommateurs, dont les MFR. Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants  
25 voulant qu'une 1<sup>re</sup> tranche de consommation à un prix plus faible contribue à réduire la  
26 facture d'électricité des MFR et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de  
27 tenir compte de la capacité de payer des ménages. La hausse proposée du seuil de la  
28 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du tarif D contribue également à alléger la facture d'électricité des plus  
29 petits consommateurs dont les MFR.

30 Toutefois, compte tenu de la diversité des profils de consommation et des différentes tailles  
31 qui caractérisent les MFR, les tarifs demeurent une avenue peu ciblée pour soutenir ces  
32 clients. C'est pourquoi, en plus de la stratégie tarifaire, le Distributeur offre, d'une part, des  
33 mesures de soutien lui permettant de rejoindre plus directement les ménages en difficulté de  
34 paiement et, d'autre part, des interventions en efficacité énergétique à leur intention de façon  
35 à leur permettre de réduire leur facture.

36 Les mesures de soutien offertes par le Distributeur s'adressent en premier lieu aux ménages  
37 en difficulté de paiement, parmi lesquels se retrouvent des MFR mais également des clients  
38 à revenu modeste. Plusieurs MFR paient régulièrement leur facture d'électricité sans faire

1 appel à ces mesures. Cependant, cela ne signifie pas pour autant qu'ils n'éprouvent pas de  
2 difficultés financières. C'est pourquoi, en matière d'efficacité énergétique, plus de 70 M\$  
3 auront été investis par le Distributeur sur la période 2003-2017 par l'entremise du  
4 programme Offre aux ménages à faible revenu<sup>32</sup>.

5 Le Distributeur poursuit également sa réflexion à la lumière de la nouvelle politique  
6 énergétique du gouvernement du Québec, sur les actions en efficacité énergétique et les  
7 services offerts aux MFR en difficulté de paiement.

8 Au-delà de ces mesures, le Distributeur considère que si le gouvernement jugeait opportun  
9 de mettre en place des moyens pour venir en aide à cette clientèle par l'entremise, par  
10 exemple, de mesures fiscales ou par l'implantation de programmes ciblés, de tels moyens  
11 devraient couvrir tant les clients du Distributeur que ceux des réseaux municipaux et ceux se  
12 chauffant à d'autres sources d'énergie.

13 À l'instar de la *Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Régie, si elle le juge opportun,  
14 pourrait également examiner la possibilité d'offrir aux MFR un programme universel d'aide  
15 relative aux frais d'électricité, combiné à la poursuite d'une stratégie tarifaire favorable à  
16 cette clientèle, aux programmes d'économie d'énergie du Distributeur et aux programmes  
17 actuellement offerts par les différents paliers de gouvernement. Le Programme ontarien  
18 d'aide aux frais d'électricité, administré par la Commission de l'énergie de l'Ontario, aide  
19 directement les MFR à payer leur facture d'électricité. Ces clients reçoivent un crédit  
20 mensuel en fonction du revenu et de la taille du ménage. Ce programme est financé par tous  
21 les consommateurs à partir d'une charge de 0,11 ¢/kWh sur leur facture d'électricité et vise  
22 directement les MFR sans égard à leur statut de bon ou de mauvais payeur<sup>33</sup>. Un tel  
23 programme d'aide devrait également s'adresser à tous les MFR du Québec, tant ceux  
24 alimentés par les réseaux municipaux que ceux qui utilisent d'autres sources d'énergie.

### ***Dépense en mauvaises créances***

25 Le taux de dépense de mauvaises créances (la « DMC ») est stable depuis 2011, comme en  
26 témoigne le tableau 2 qui détaille la DMC et le taux de la DMC sur la période 2011 à 2017<sup>34</sup>.  
27 Le taux de DMC, qui est établi sur la base des revenus des ventes, est de 1,06 % en 2011 et  
28 de 1,08 % en 2017. Du montant de 96 M\$ de la DMC de la clientèle résidentielle, près de la  
29 moitié serait attribuable à la clientèle MFR.

<sup>32</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-10, document 1 (B-0043), pages 24 et 25.

<sup>33</sup> *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, 2015, chapitre 20, article 79.2.

<sup>34</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-8 document 1 (B-0027), tableau 10.

**TABLEAU 2 :  
DMC ET TAUX DE LA DMC SUR LES VENTES 2011-2017**

	Années historiques					2016		Année témoin 2017
	2011	2012	2013	2014	2015	D-2016-033	Année de base	
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 508	4 451	4 825	5 170	5 233	5 342	5 138	5 233
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 220	3 208	3 328	3 461	3 570	3 640	3 610	3 657
<b>Ventes</b>	<b>7 728</b>	<b>7 659</b>	<b>8 153</b>	<b>8 631</b>	<b>8 803</b>	<b>8 982</b>	<b>8 748</b>	<b>8 890</b>
Rabais sur ventes - MFR (clientèle résidentielle)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(10,7)	(15,3)	(12,9)	(14,0)
<b>Ventes après rabais</b>	<b>7 726</b>	<b>7 656</b>	<b>8 148</b>	<b>8 622</b>	<b>8 792</b>	<b>8 967</b>	<b>8 735</b>	<b>8 876</b>
Dépense de mauvaises créances résidentielle	70,1	70,5	79,2	86,3	85,6	88,5	87,7	88,3
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaires	11,9	8,2	6,6	6,5	7,5	6,8	7,6	7,7
<b>Dépense de mauvaises créances</b>	<b>82,0</b>	<b>78,7</b>	<b>85,8</b>	<b>92,8</b>	<b>93,1</b>	<b>95,3</b>	<b>95,3</b>	<b>96,0</b>
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
<b>Taux de la dépense de mauvaises créances (%)</b>	<b>1,06%</b>	<b>1,03%</b>	<b>1,05%</b>	<b>1,08%</b>	<b>1,06%</b>	<b>1,06%</b>	<b>1,09%</b>	<b>1,08%</b>

1 Le cadre d'établissement des ententes de paiement permet au Distributeur d'identifier la  
 2 clientèle MFR et de l'accompagner dans le processus de paiement de la facture d'électricité.  
 3 Selon la situation du client, les différents types d'ententes offrent soit un terme suffisamment  
 4 long pour régulariser la dette ou un soutien au paiement de la dette, soit, dans certains cas  
 5 un soutien au paiement de la dette et de la consommation courante. Le but est de faciliter la  
 6 reprise de paiements réguliers à la suite d'un problème financier ou d'une insuffisance de  
 7 revenu, tout en respectant la capacité de payer du client.

8 L'augmentation constante du nombre d'ententes personnalisées de 2009 à 2014 et leur  
 9 stabilisation de 2015 à 2017, reflètent une meilleure connaissance du Distributeur de cette  
 10 clientèle et son implication proactive en amont du processus de recouvrement, afin de limiter  
 11 l'accroissement de l'endettement des MFR. Il demeure difficile de cibler tous les clients  
 12 admissibles et d'en faire le suivi puisque ces derniers doivent s'identifier pour avoir accès  
 13 aux ententes de paiement qui leur sont dédiées.

#### **4.3.2. Serriculture**

14 Selon les Producteurs en serre du Québec (les « PSQ »), il y aurait près de 700 serres au  
 15 Québec de tout type et de toute taille. Pour les 300 serres identifiées par le Distributeur, les  
 16 ventes d'électricité annuelles seraient de l'ordre de 5 M\$. Ces abonnements, tout comme  
 17 l'ensemble des exploitations agricoles, sont admissibles aux tarifs domestiques. Ils peuvent  
 18 ainsi bénéficier du tarif domestique ou général qui correspond le mieux à leur profil de  
 19 consommation. Le tarif domestique, qui s'applique à près de 70 % des serres identifiées par  
 20 le Distributeur, leur offre un avantage d'environ 25 % sur leur facture d'électricité par rapport  
 21 aux tarifs généraux.

22 Outre les tarifs de base, les serres ont accès depuis l'hiver 2013-2014 à deux mesures  
 23 tarifaires conçues pour répondre à leurs besoins<sup>35</sup>, le tarif DT offert aux exploitations

<sup>35</sup> Décision D-2013-174 du dossier R-3854-2013 phase 1, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2014-2015*, paragraphe 79.

1 agricoles et l'option d'électricité additionnelle (« OÉA ») pour l'éclairage de photosynthèse  
2 offert aux serres de 400 kW ou plus. Pour le Distributeur, ces mesures de nature structurante  
3 permettent d'accroître les ventes d'électricité tout en répondant aux besoins de gestion du  
4 réseau, et ce, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle.

5 Ces mesures faisaient partie d'une série d'initiatives du gouvernement du Québec dans le  
6 cadre de sa Politique de souveraineté alimentaire dévoilée le 16 mai 2013. Elles visaient à  
7 appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts énergétiques des  
8 producteurs en serre afin d'améliorer leur compétitivité, tout en contribuant au  
9 développement durable.

10 Deux serriculteurs maraîchers ont souscrit en 2014 au tarif DT. Depuis, le Distributeur  
11 constate, globalement, une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 10 %,  
12 une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de l'ordre de 40 % par rapport au  
13 tarif D et un prix unitaire d'environ 35 % plus avantageux que le prix moyen du mazout<sup>36</sup>. Le  
14 Distributeur collabore avec les PSQ pour évaluer dans quelle mesure d'autres clients  
15 agricoles en ayant manifesté un intérêt auraient avantage à adhérer au tarif DT.

16 L'option pour l'éclairage de photosynthèse s'ajoute aux options d'électricité additionnelle  
17 offertes à la moyenne et grande puissance. L'avantage de cette option provient du fait que la  
18 consommation associée à l'éclairage de photosynthèse n'est pas considérée dans  
19 l'établissement de la puissance de référence. Cette consommation est en effet considérée  
20 comme nécessitant une alimentation non ferme, ce qui permet d'offrir un tarif moins élevé  
21 que le tarif régulier pour cette consommation. Cette clientèle, à l'instar des participants aux  
22 autres options d'électricité additionnelle, doit pouvoir s'effacer dans un délai de deux heures  
23 en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau d'Hydro-Québec. Bien que  
24 cette modalité rende l'option plus complexe qu'un tarif ferme, elle se traduit par une facture  
25 plus faible reflétant des coûts de desserte moins élevés. Sans cette obligation de s'effacer, il  
26 serait impossible d'offrir à ces clients un tarif conforme aux principes tarifaires reconnus et  
27 équitable envers le reste de la clientèle.

28 Quatorze abonnements de grandes serres au Québec sont facturés à l'option d'électricité  
29 additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse qui leur procure une économie de l'ordre de  
30 40 % sur leur facture d'électricité par rapport au tarif régulier. Le Distributeur constate une  
31 augmentation globale de la consommation d'électricité de l'ordre de 20 % pour les  
32 abonnements qui sont demeurés à cette option depuis 2014.

33 Bien qu'une croissance des ventes de 20 % constitue un signe encourageant, il semble  
34 qu'un nombre limité de joueurs sont en mesure d'en tirer avantage. L'option constitue un  
35 rabais important qui peut donner un avantage concurrentiel non négligeable, mais de  
36 multiples facteurs peuvent également expliquer l'évolution des ventes des clients. Par  
37 ailleurs, le Distributeur constate que la très grande majorité des clients ont pu s'interrompre  
38 durant les périodes de restriction, illustrant que le seuil de 400 kW semble cibler

---

<sup>36</sup> Par rapport à un prix moyen du mazout de 73 ¢/litre pour la saison de chauffage 2015-2016.

1 adéquatement les clients dont la taille est suffisante pour être en mesure de gérer leur  
2 consommation.

3 KPMG mentionne que la culture en serre a cru rapidement depuis 15 ans au Canada et est  
4 devenue aussi importante que la culture en champ. Cependant, la part du Québec demeure  
5 relativement faible :

6           En termes de production, le Québec est un encore plus petit joueur à l'échelle  
7           canadienne, comptant pour 3 % de la production totale, soit environ 20 fois moins que  
8           l'Ontario. En termes d'exportation, la province ne représente que 1 % du total  
9           canadien<sup>37</sup>.

10 Pour les entreprises serricoles au Québec, la demande est en croissance et il existe ainsi un  
11 potentiel d'expansion des activités localisées au Québec, que ce soit par l'expansion  
12 d'installations existantes ou la venue de nouvelles entreprises.

13 Toutefois, ce secteur est caractérisé par une très forte concurrence provenant  
14 essentiellement de l'Ontario et de la Colombie-Britannique, du Mexique ainsi que des États  
15 américains de la Floride, de la Californie, du Texas, de l'Oregon et de la Pennsylvanie.

16 La faible compétitivité de ce secteur au Québec peut s'expliquer par la fragmentation du  
17 marché et le faible nombre de grands joueurs qui sont les plus aptes à concurrencer les  
18 produits importés ou à se lancer à la conquête des marchés extérieurs. Par exemple, KPMG  
19 montre que l'industrie en Ontario, qui est plus concentrée, organisée et coordonnée autour  
20 des gros joueurs, arrive au premier rang des producteurs en serre au Canada avec près de  
21 70 % de la superficie et 35 % des fermes, contrairement à l'industrie québécoise qui ne  
22 constitue que 6 % de la superficie canadienne et regroupe 29 % des serres. KPMG précise  
23 que le plus grand complexe au Québec formant une superficie de 8 hectares de serre vient  
24 d'entrer en service. Ce complexe vise à acquérir des parts de marché en Nouvelle-  
25 Angleterre et à New York. Par ailleurs, l'adoption de nouvelles technologies permettant  
26 d'accroître les économies en énergie et en eau pourrait améliorer le potentiel de  
27 développement et la performance des serriculteurs québécois.

28 Les coûts énergétiques représentent entre 15 % et 30 % des coûts d'exploitation des serres  
29 au Québec. Outre les coûts énergétiques, d'autres facteurs influencent la localisation des  
30 serres sur un territoire. Parmi ces facteurs, KPMG mentionne les coûts de la main-d'œuvre,  
31 les conditions climatiques plus favorables et les exigences réglementaires (par exemple la  
32 salubrité et les organismes génétiquement modifiés).

33 En ce qui a trait aux coûts de la main-d'œuvre, le rapport du groupe AGÉCO préparé pour  
34 les PSQ mentionne que, comparativement au reste du Canada, pour lequel un ratio de 7 ou  
35 8 employés par hectare de serre est observé, le Québec affiche un ratio largement supérieur  
36 de 20 employés par hectare de serre<sup>38</sup>. De plus, la rémunération annuelle brute correspond  
37 à 33 % des dépenses d'exploitation totales alors qu'elle correspond à une part entre 23 % et

---

<sup>37</sup> Pièce HQD-2, document 2, pages 49 et 50.

<sup>38</sup> Rapport du groupe AGÉCO pour le PSQ, pages 56 et 58.



1 25 % des dépenses d'exploitation totales en Ontario et en Colombie-Britannique  
2 respectivement.

3 Les tarifs applicables aux serres au Québec se comparent avantageusement aux tarifs des  
4 autres juridictions. Le prix moyen de l'ensemble des serres québécoises, tous tarifs  
5 confondus, est de l'ordre de 10 ¢/kWh, ce qui se compare favorablement aux prix de  
6 l'électricité dans les régions concurrentes, allant de 6,4 ¢/kWh à 30,5 ¢/kWh<sup>39</sup>. Quant aux  
7 serriculteurs à l'OÉA qui bénéficient d'un prix moyen de l'ordre de 6,2 ¢/kWh, leur avantage  
8 comparatif n'en est qu'amélioré. Par ailleurs, les tarifs du Distributeur sont bien en-deçà de  
9 ceux applicables en Ontario. La comparaison de divers cas types aux tarifs D, G-9 et M par  
10 rapport aux tarifs applicables aux producteurs en serre ontariens situés sur la péninsule du  
11 Niagara montre que les prix en Ontario sont deux fois plus élevés pour les petites serres et  
12 de 60 % à 100 % plus cher pour les grandes serres, sans tenir compte de l'économie  
13 potentielle attribuable à l'OÉA.

14 Toutefois, la compétitivité de ce secteur dépend de multiples facteurs autres que les tarifs  
15 d'électricité. Ainsi, le Distributeur favorise une approche concertée avec des partenaires  
16 principaux dont le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (le « MERN »), le  
17 ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation (le « MAPAQ »), l'UPA et les  
18 PSQ pour permettre de poser un diagnostic complet de la situation et évaluer des solutions  
19 pour répondre aux préoccupations des serriculteurs. Dans ce contexte, il participera au  
20 comité de liaison avec le secteur agroalimentaire, mis en place par le MERN, pour évaluer  
21 notamment la situation de la production en serre et les mesures qui pourraient être mises de  
22 l'avant pour favoriser la croissance de leur production et optimiser leur consommation  
23 d'électricité. Un des objectifs du comité est d'analyser les tarifs applicables à la clientèle  
24 agricole, dont font partie les serriculteurs.

25 Le Distributeur entend également poursuivre ses efforts d'accompagnement pour optimiser  
26 les performances électriques des serres afin de leur permettre de réduire leurs coûts  
27 d'opération.

### 4.3.3. Stations de ski

28 Le Distributeur dessert environ 75 stations de ski dont la moitié de celles-ci constituent des  
29 stations de petite taille appartenant à des municipalités. Chaque station peut détenir  
30 plusieurs abonnements et souscrire à divers tarifs. Les revenus annuels du Distributeur  
31 associés à la consommation d'électricité des stations de ski sont de l'ordre de 16 M\$.

32 L'ASSQ souhaite depuis plusieurs années que le gouvernement du Québec offre une  
33 tarification de l'électricité adaptée à leur situation<sup>40</sup>. Cette demande émane d'un contexte  
34 favorable dont a bénéficié l'industrie du ski au cours des années 1980 et 1990. Dans un

---

<sup>39</sup> Information tirée de la publication de l'Edison Electric Institute, *Typical Bills and Average Rates Report – Summer 2016*, pour un cas type de 1 MW et un FU de 28 % alimenté en basse tension.

<sup>40</sup> Mémoire de l'ASSQ présenté dans le cadre de la consultation publique sur les enjeux énergétiques du Québec, 2013, page 4.

1 contexte de surplus d'électricité et afin de contribuer au développement de la fabrication de  
2 neige artificielle qui débutait à l'époque, un tarif avantageux de l'ordre de 3,23 ¢/kWh a été  
3 octroyé pour cet usage spécifique par le biais de contrats particuliers. À la fin de ces contrats  
4 et à compter de 1996, Hydro-Québec a offert aux stations de ski un tarif de transition  
5 correspondant à une majoration annuelle de leur tarif de fabrication de neige de 8 % jusqu'à  
6 l'atteinte des tarifs généraux applicables. La transition s'est terminée en 2015, les  
7 abonnements assujettis au tarif de transition – fabrication de neige ayant migré vers le tarif M  
8 ou G-9 au fur et à mesure que ces tarifs devenaient plus avantageux.

9 Comme constaté par KPMG<sup>41</sup>, le marché des stations de ski du Québec est mature et  
10 l'achalandage est relativement stable depuis quelques années, après avoir subi une légère  
11 baisse par rapport à la décennie 2000-2010. Cet achalandage est composé à 80 % par la  
12 clientèle locale, alors que près de 13 % provient de l'Ontario et moins de 3 % des États-Unis.  
13 La clientèle locale, qui est davantage captive, constitue donc l'essentiel du marché des  
14 stations de ski au Québec.

15 Les principaux concurrents des stations de ski québécoises pour la clientèle provenant de  
16 l'extérieur du Québec sont localisés en Ontario et dans les États du Nord-Est américain.  
17 Toutefois, ce sont les stations dites majeures qui font davantage face à la concurrence des  
18 grandes stations américaines. Ces dernières ont, dans certains cas, fait des investissements  
19 massifs notamment pour renouveler leurs produits. À cet égard, KPMG constate un certain  
20 retard de la part des stations de ski québécoises auprès des skieurs excursionnistes par  
21 rapport à leurs concurrents américains et soulève la nécessité pour les stations d'adapter  
22 leur stratégie et d'investir des sommes considérables afin de demeurer compétitives. Parmi  
23 ces stratégies, KPMG évoque notamment l'offre d'activités hors saison hivernale, le  
24 regroupement de plusieurs stations et l'augmentation des investissements dans les  
25 équipements et les installations.

26 Cependant, les conditions climatiques des dernières années ont eu un impact négatif sur la  
27 performance et sur la situation financière de certaines stations de ski. Cette situation  
28 financière contraignante peut constituer un frein à l'amélioration de leurs installations et à la  
29 diminution des dépenses d'exploitation. Par exemple, des canons à neige plus performants  
30 que les canons à neige actuels seraient maintenant disponibles sur le marché, lesquels  
31 seraient utilisés par la concurrence, notamment au Vermont. Ces canons pourraient faire  
32 l'objet d'une aide financière du Distributeur dans le cadre de ses programmes d'économie  
33 d'énergie. Toutefois, les contraintes financières qu'éprouvent les stations de ski pourraient  
34 limiter leur capacité à investir dans ce genre d'équipements.

35 Quant aux coûts de l'électricité, ils représentent, selon les données de l'ASSQ, entre 17 % et  
36 21 % des dépenses d'exploitation des stations de ski, soit le deuxième poste de dépenses  
37 en importance après les coûts de la main-d'œuvre<sup>42</sup>. Les stations de ski québécoises  
38 jouissent des mêmes tarifs que d'autres entreprises dont les installations requièrent une

---

<sup>41</sup> Pièce HQD-2, document 2, pages 53 et 54.

<sup>42</sup> Ibid., pages 54 et 55.

1 puissance similaire (clients de même catégorie tarifaire G, M ou LG annuel ou de courte  
2 durée). Les prix unitaires payés par les stations de ski sont le reflet de leur profil de  
3 consommation atypique, c'est-à-dire qu'elles utilisent peu la puissance maximale appelée,  
4 consomment essentiellement durant la période de pointe du Distributeur et peu le reste du  
5 temps.

6 En outre, les stations de ski ont le plus souvent multiplié les abonnements laissant au  
7 Distributeur le soin de prolonger le réseau sur leur propriété, ce qui leur a permis de profiter  
8 de différents tarifs. En comparaison, la majorité des clients du Distributeur ont des activités  
9 annuelles et leur consommation est facturée à un seul tarif ce qui leur permet de bénéficier  
10 de la diversité de leurs charges. Sur la base de leur profil de consommation, il n'est donc pas  
11 justifié d'offrir aux stations de ski un traitement distinct du reste de la clientèle de petite ou  
12 moyenne puissance.

13 Les tarifs d'électricité applicables aux stations de ski québécoises sont avantageux par  
14 rapport aux tarifs offerts dans d'autres juridictions. Par exemple, pour un cas type de 1 MW à  
15 28 % de FU alimenté en basse tension, le prix est de 12 ¢/kWh au Québec alors qu'il varie  
16 entre 11,72 ¢/kWh et 23,93 ¢/kWh<sup>43</sup> pour les distributeurs<sup>44</sup> desservant les principaux États  
17 concurrents des stations de ski québécoises.

18 Le Distributeur a constaté également que le manque de connaissance technique et tarifaire  
19 constitue un frein à l'optimisation de la performance électrique des stations de ski. À cette fin,  
20 le Distributeur et l'ASSQ ont entrepris des démarches depuis quelques années avec les  
21 gestionnaires des stations de ski. Ils ont établi un plan d'action autour de trois axes : la  
22 facture d'électricité, la qualité du service électrique et l'efficacité énergétique. Dans un  
23 premier temps, des solutions seront proposées à certaines stations en vue d'optimiser leur  
24 facture d'électricité. Pour ce faire, l'ASSQ identifiera des stations prioritaires pour lesquelles  
25 des solutions techniques seront analysées pour assurer une meilleure qualité du service.

26 Par ailleurs, le Distributeur a collaboré avec l'ASSQ à la rédaction d'un *Guide des bonnes*  
27 *pratiques pour l'optimisation de la performance électrique*. Il l'a présenté aux membres de  
28 l'ASSQ et a dirigé des ateliers visant à expliquer la tarification et la facturation de l'électricité.  
29 Le Distributeur a également offert aux stations qui le désiraient une analyse personnalisée  
30 de leur bilan de consommation électrique.

31 Plusieurs stations auraient entrepris des actions afin d'augmenter leur performance  
32 énergétique. De plus, à l'automne 2016, 18 stations ont adhéré au programme de gestion de  
33 la puissance, ce qui pourrait leur permettre de diminuer leur facture en retour d'un  
34 effacement à la pointe du réseau.

35 La compétitivité de ce secteur d'activité ne se limite pas qu'à des considérations tarifaires.  
36 Pour le Distributeur, l'offre de services d'accompagnement pour optimiser les performances

---

<sup>43</sup> Information tirée de la publication de l'Edison Electric Institute, *Typical Bills and Average Rates Report – Summer 2016*.

<sup>44</sup> New York, Maine, Vermont et New Hampshire.

- 1 électriques des stations de ski et l'offre de programmes d'efficacité énergétique afin de
- 2 diminuer leur facture constituent des mesures concrètes pour aider cette clientèle.

## **5. COMPÉTITIVITÉ MONDIALE DES PRIX PAYÉS PAR LES CLIENTS INDUSTRIELS**

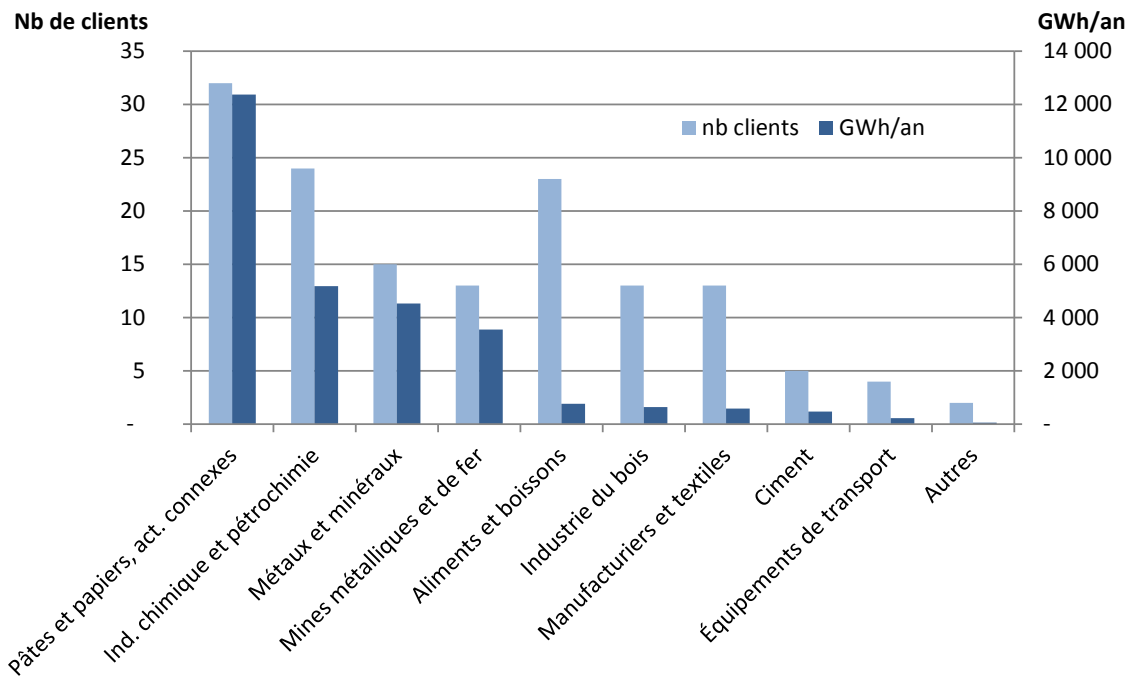
3 Au cours des dernières années, différentes initiatives ont été prises par le gouvernement du  
4 Québec en faveur de la clientèle industrielle au tarif L qui ont, entre autres, pris la forme de  
5 contrats spéciaux, d'incitatifs fiscaux et d'exemption de l'indexation du coût de fourniture de  
6 l'électricité patrimoniale. Quant au Distributeur, il a fait état de l'importance, d'une part, de  
7 conserver sa clientèle industrielle grande consommatrice d'électricité au Québec et, d'autre  
8 part, de diversifier sa base de clients pour limiter l'impact sur la clientèle que des situations  
9 économiques conjoncturelles pourraient avoir sur certains secteurs d'activité. Tous les autres  
10 clients, notamment la clientèle domestique bénéficient de ces efforts, tant à travers le  
11 partage des coûts fixes que par les retombées économiques. Ainsi, le Distributeur a déployé,  
12 avec l'approbation de la Régie, différentes mesures qui ont permis de maintenir l'avantage  
13 concurrentiel des clients industriels, soit le tarif de développement économique, l'option  
14 d'électricité additionnelle et l'option d'électricité interruptible.

### **5.1. Description de la clientèle**

15 Les grands clients industriels d'Hydro-Québec sont facturés au tarif L. Il y a environ  
16 140 clients à ce tarif pour des ventes annuelles de près de 27 TWh et des revenus d'environ  
17 1,4 G\$, en excluant les contrats spéciaux. Ainsi, les revenus au tarif L représentent près de  
18 12 % des revenus totaux du Distributeur. La figure 5 présente la répartition des ventes et des  
19 clients au tarif L par secteurs d'activité.

20 Les clients au tarif L œuvrent dans divers secteurs dont les plus importants en termes de  
21 ventes sont ceux des pâtes et papiers, de l'industrie chimique et des métaux et minéraux. En  
22 ce qui a trait aux alumineries, qui font l'objet de contrats spéciaux, les ventes d'électricité  
23 totalisent 22 TWh.

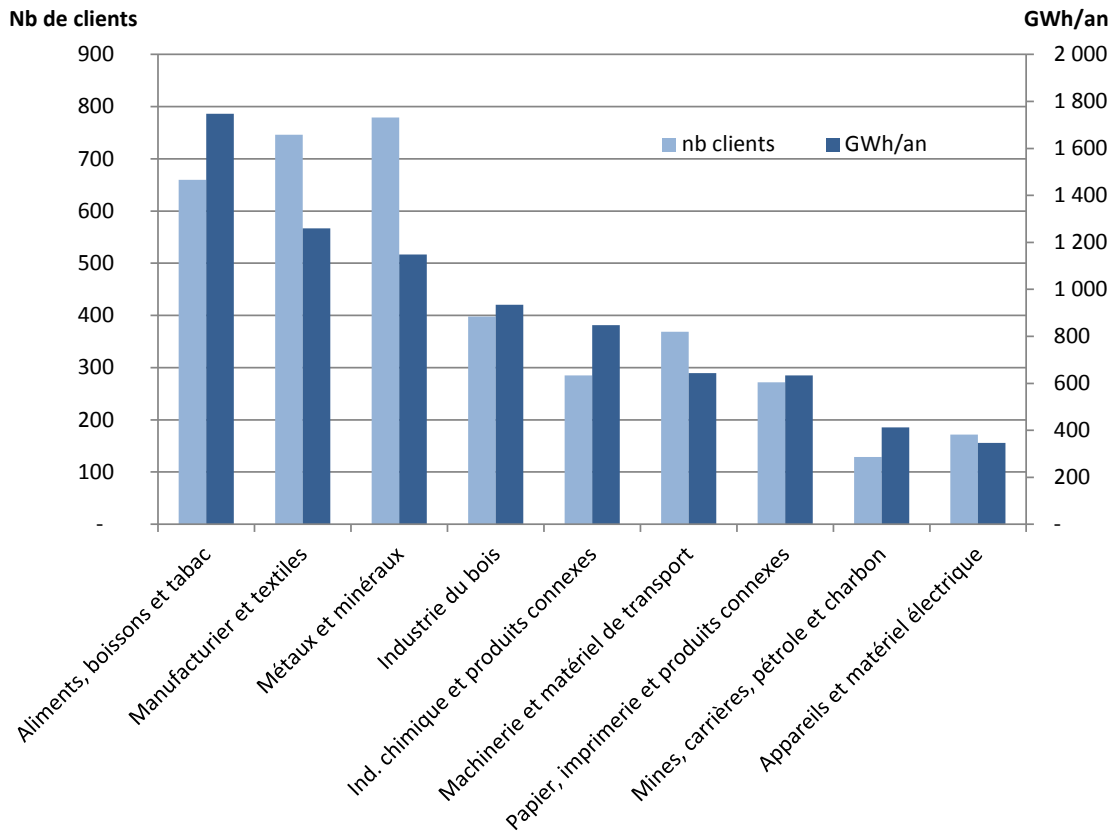
**FIGURE 5 :  
RÉPARTITION DES VENTES ET DES CLIENTS AU TARIF L PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ**



1 Par ailleurs, il y a également près de 4 000 clients industriels au tarif M pour des ventes  
2 annuelles de l'ordre de 8 TWh et des revenus d'environ 628 M\$. Les principaux secteurs  
3 pour ce qui est des ventes et des clients sont les industries des aliments, boissons et tabac,  
4 l'ensemble des secteurs manufacturiers ainsi que les industries métallique primaire, des  
5 produits métalliques et des produits minéraux. La figure 6 présente la répartition des ventes  
6 et des clients au tarif M par secteurs d'activité.

7 Des prix de l'électricité bas, prévisibles et stables, la disponibilité des approvisionnements en  
8 électricité et la fiabilité de l'alimentation électrique sont autant de facteurs qui rendent l'offre  
9 du Distributeur attrayante pour les clients industriels de toute taille, leur procurant un  
10 avantage indéniable.

**FIGURE 6 :  
RÉPARTITION DES VENTES ET DES CLIENTS AU TARIF M PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ**

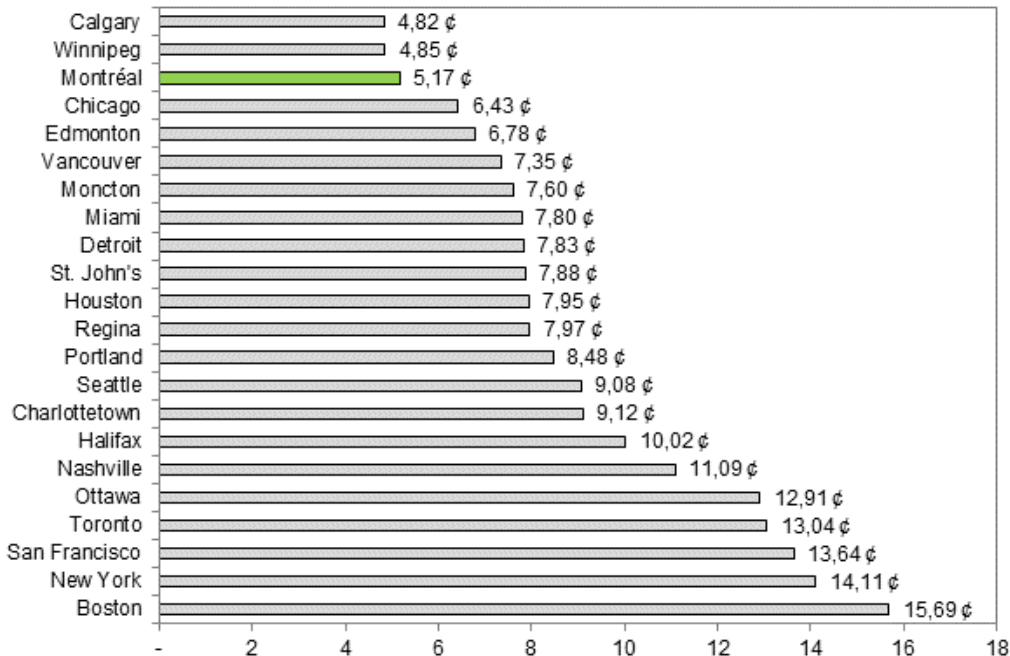


1 Comme les tarifs d'électricité ont un impact sur la compétitivité des clients industriels,  
 2 notamment ceux ayant une plus forte intensité énergétique, il importe pour le Distributeur de  
 3 faire une vigie en continu des prix, des tarifs et des options tarifaires applicables dans les  
 4 autres juridictions, en particulier au Canada et aux États-Unis.

## 5.2. Comparaison des prix

5 Le Distributeur réalise annuellement une étude comparative et publie le document intitulé  
 6 *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines* avec les tarifs  
 7 en vigueur au 1<sup>er</sup> avril. Les résultats de l'étude de 2016 montrent que le tarif L se classe  
 8 favorablement par rapport aux autres distributeurs d'électricité participants. Pour un cas type  
 9 de 5 MW avec un FU de 85 % alimenté à 25 kV, Montréal se classe au troisième rang,  
 10 derrière Calgary et Winnipeg comme présenté à la figure 7.

**FIGURE 7 :  
COMPARAISON DES PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016 (¢CA/kWh)  
OFFERTS À LA CLIENTÈLE INDUSTRIELLE (5 MW, FU 85 %, 25 kV)**

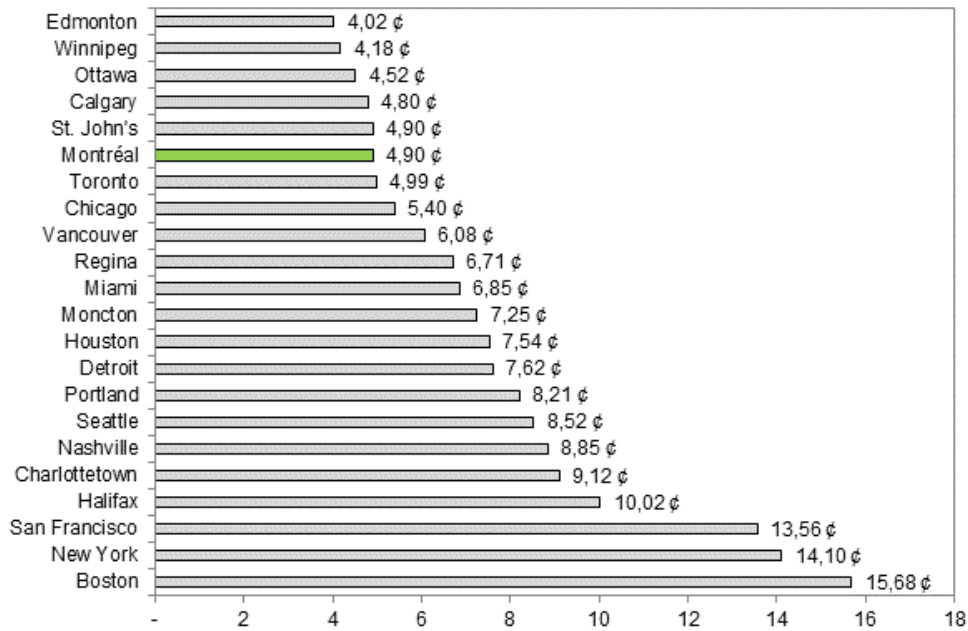


Source : Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016

- 1 Pour un cas type de 50 MW alimenté à 120 kV, Montréal se classe au sixième rang, ex
- 2 aequo avec St. John's à Terre-Neuve tel qu'il apparaît à la figure 8. Il faut noter que les
- 3 distributeurs en Alberta et en Ontario appliquent les prix du marché et que ceux-ci varient de
- 4 façon importante selon les mois et les années<sup>45</sup>.

<sup>45</sup> À titre indicatif, en utilisant le prix moyen 2016 de l'AESO pour la fourniture plutôt que le prix moyen du mois de mars 2016 comme utilisé aux fins de la publication, le prix unitaire pour la ville de Calgary est du même ordre que celui de Montréal, soit 5,15 ¢/kWh pour le cas de 5 MW et passe à 5,13 ¢/kWh pour le cas de 50 MW.

**FIGURE 8 :**  
**COMPARAISON DES PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016 (¢CA/kWh)**  
**OFFERTS À LA CLIENTÈLE INDUSTRIELLE (50 MW, FU 85 %, 120 kV)**

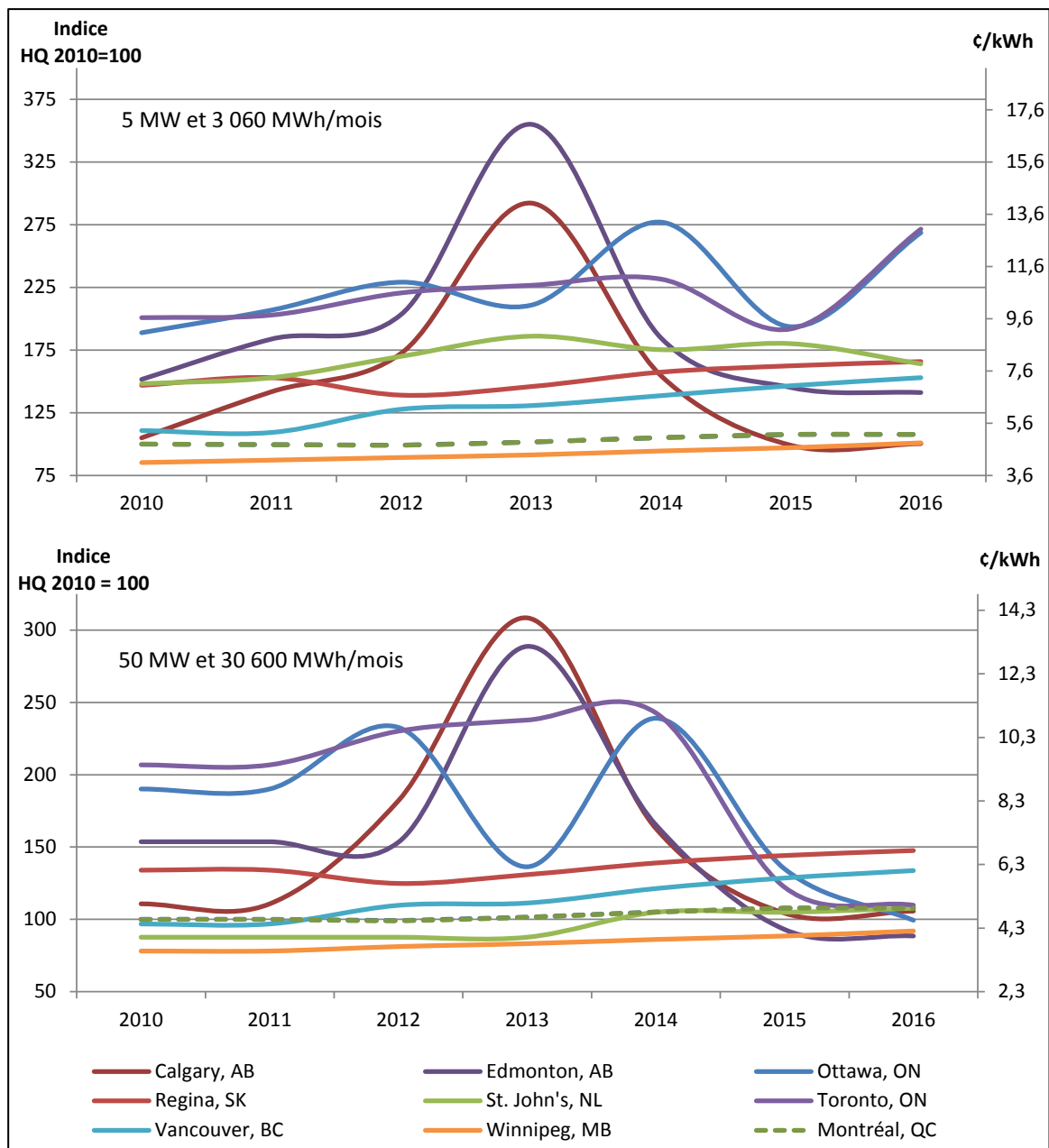


Source : Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016

- 1 Outre le niveau des prix, leur stabilité et leur prévisibilité sont également importants pour les
- 2 clients industriels. La figure 9 présente les résultats de la comparaison des prix publiés
- 3 depuis 2010. Les distributeurs américains ne sont pas considérés dans ces résultats puisque
- 4 les prix affichés sont significativement plus élevés que ceux au Canada.
- 5 Ces résultats témoignent de la stabilité des tarifs d'Hydro-Québec et du niveau avantageux
- 6 du tarif L par rapport aux autres distributeurs au Canada. On remarque que les villes de
- 7 Calgary et d'Edmonton, qui présentent une situation très favorable en 2016, ont connu des
- 8 hausses de prix importantes culminant en 2013. Ces prix ont chuté depuis. De plus, les prix
- 9 à Toronto et à Ottawa ont également subi des variations importantes de 2010 à 2016.



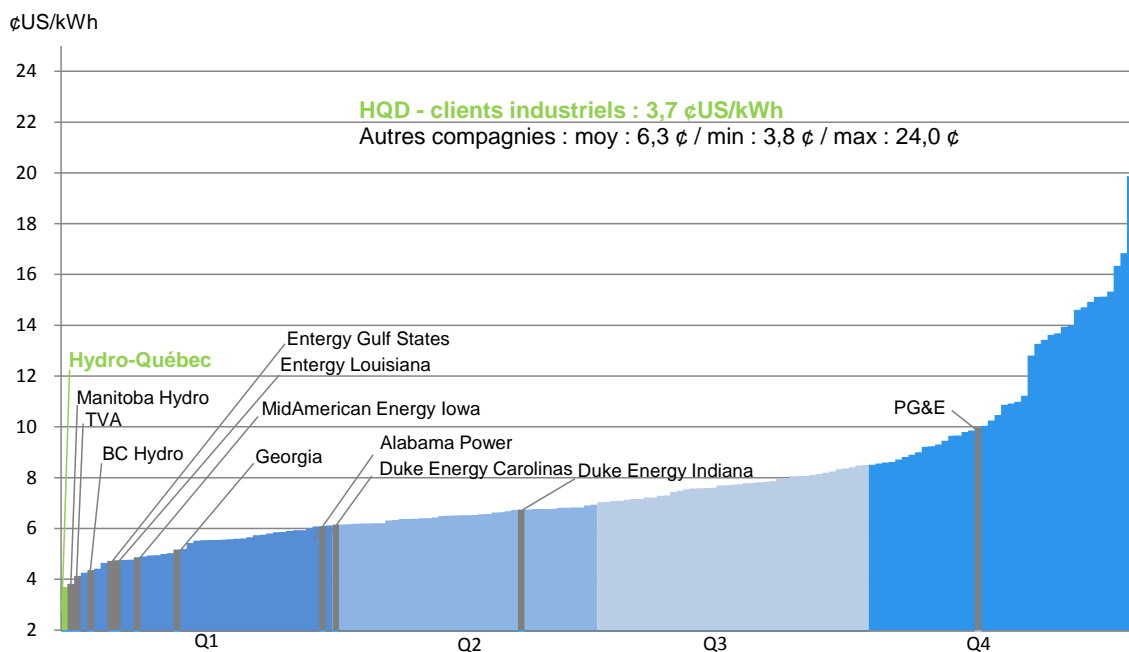
**FIGURE 9 :  
ÉVOLUTION DE LA POSITION TARIFAIRE DE LA CLIENTÈLE INDUSTRIELLE AU CANADA**



1 Par ailleurs, l'Edison Electric Institute effectue un sondage auprès d'environ 160 distributeurs  
 2 d'électricité et en publie les résultats à tous les semestres. La publication présente  
 3 principalement des distributeurs américains et quelques distributeurs canadiens dont  
 4 BC Hydro, Manitoba Hydro, New Brunswick Power, Nova Scotia Power et Hydro-Québec. La  
 5 publication présente des factures mensuelles pour différents cas types de même que le  
 6 classement des revenus unitaires moyens par catégorie de clients (résidentiel, commercial et  
 7 industriel). Une analyse du revenu unitaire des distributeurs pour la clientèle industrielle est

1 intéressante puisqu'elle permet de tenir compte de l'ensemble des tarifs et options offertes  
 2 pour cette clientèle, incluant les allègements tarifaires pouvant être offerts à certains clients.  
 3 Comme le montre la figure 10, le prix moyen des clients industriels du Distributeur se  
 4 compare avantageusement à ceux observés ailleurs en Amérique du Nord. Le prix moyen  
 5 des clients industriels du Distributeur est de 3,7 ¢US/kWh, le classant au premier rang à cet  
 6 égard alors que les ventes au secteur industriel du Distributeur représentent près de  
 7 62 TWh, dépassant en cela largement les autres distributeurs pour leurs ventes  
 8 industrielles<sup>46</sup>. Pour les ventes et revenus du Distributeur, sont considérés l'ensemble des  
 9 clients au tarif L et aux options d'électricité interruptible et d'électricité additionnelle  
 10 (3,8 ¢US/kWh), ceux bénéficiant de contrats spéciaux (2,7 ¢US/kWh) et ceux aux tarifs M et  
 11 G-9 (6,3 ¢US/kWh). Le prix moyen est obtenu à partir des revenus totaux et des ventes  
 12 totales pour l'ensemble des clients industriels.

**FIGURE 10 :**  
**COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS INDUSTRIELS EN AMÉRIQUE DU NORD –**  
**PRIX MOYENS (¢US/kWh)**

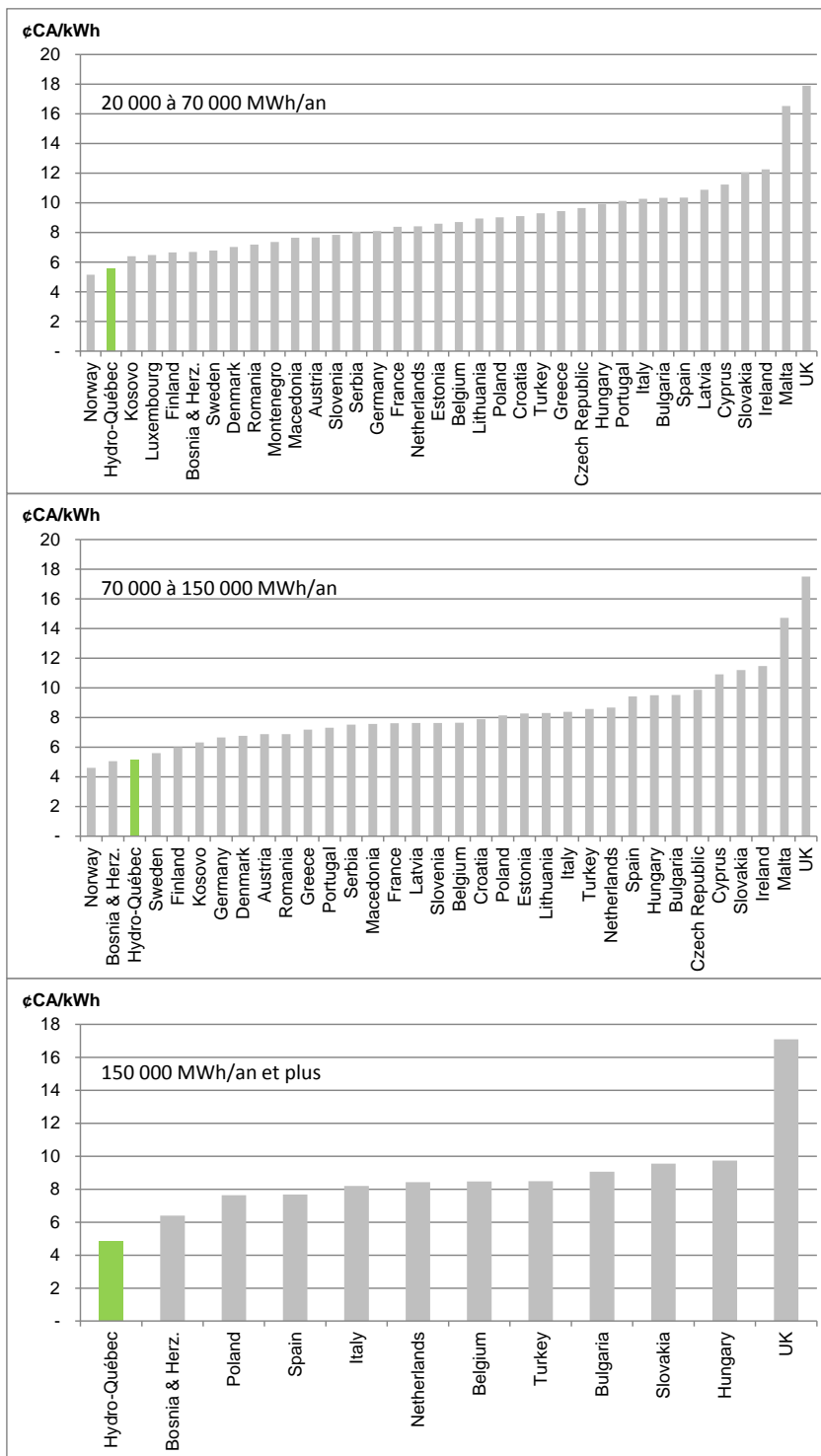


Sources : Edison Electric Institute, 12 mois se terminant le 30 juin 2016 / TVA : rapport annuel 2015 (taux de change : 0,7786).

13 Pour compléter le portrait de la position concurrentielle des clients industriels, le Distributeur  
 14 présente à la figure 11 les prix moyens publiés par l'Office de statistique de l'Union  
 15 européenne pour trois niveaux de consommation. Les prix moyens des clients au tarif L  
 16 appartenant à chacune de ces tranches ont été ajoutés aux fins de la comparaison. Le tarif L  
 17 du Distributeur se classe favorablement par rapport aux prix appliqués en Europe.

<sup>46</sup> Les distributeurs ayant 10 TWh et plus de ventes industrielles, ainsi que Manitoba Hydro, sont identifiés dans la figure 10.

**FIGURE 11 :  
COMPÉTITIVITÉ DU TARIF L EN EUROPE<sup>47</sup>  
PRIX MOYENS SELON LES TRANCHES DE CONSOMMATION**



<sup>47</sup> Prix moyens pour le premier semestre de 2016 pour les clients industriels (excluant les taxes et les prélèvements). Taux de change moyen pour la période de 0,6738 EUR/\$CA.

### 5.3. Compétitivité des secteurs industriels

1 À la demande du Distributeur, KPMG a également procédé à une analyse des facteurs de  
2 localisation des secteurs d'activité dans lesquels œuvrent de grandes entreprises  
3 industrielles présentes au Québec et caractérisées par une intensité en électricité élevée. De  
4 façon plus précise, KPMG a analysé le contexte global des marchés de l'offre et de la  
5 demande de ces secteurs d'activité, les facteurs clés de localisation, la part des coûts de  
6 l'électricité dans les coûts de production des entreprises ainsi que la situation du Québec par  
7 rapport aux principales régions concurrentes<sup>48</sup>.

#### 5.3.1. Tendances du marché

8 Les tendances quant à l'offre et la demande influencent le niveau des investissements que  
9 les industries sont en mesure de réaliser et constituent un facteur prépondérant à la  
10 localisation des installations sur un territoire. KPMG constate un contexte de surcapacité de  
11 production dans les industries de l'aluminium primaire, de la sidérurgie et du raffinage du  
12 cuivre due à une croissance importante des capacités de production dans les pays  
13 émergents jumelée à une demande mondiale croissant à un rythme moins rapide (aluminium  
14 primaire), stable (raffinage du cuivre) ou en décroissance (sidérurgie). Cette surcapacité de  
15 production contribue à maintenir les cours de ces métaux à des niveaux dépréciés, ce qui  
16 influe sur les décisions d'investissement en ajout ou en maintien des capacités de  
17 production. Dans ce contexte, KPMG constate des reports d'investissement dans ces  
18 industries. Cette situation est également présente dans l'industrie de la production de chlore,  
19 le prix étant à la baisse en raison de faibles taux d'utilisation de capacité. Quant à l'industrie  
20 du raffinage du zinc, elle est caractérisée par une demande stable et par une baisse des  
21 réserves mondiales, contribuant ainsi à une tendance haussière des cours du zinc.

22 Dans le cas de la production des pâtes et papiers, l'industrie est caractérisée par une  
23 conversion de la production de pâtes mécaniques vers une production de pâtes chimiques  
24 en raison de la baisse de la demande de papier journal, du maintien de la demande de  
25 papier à partir de procédés mécaniques, couchés et non couchés, et de la hausse de la  
26 demande de carton et de papiers tissus, secteurs ayant des perspectives de croissance plus  
27 élevées. Dans le cas de la production de chlorate de sodium, la demande de pâtes  
28 chimiques particulièrement élevée en Amérique du Sud peut impliquer un ajout de nouvelles  
29 capacités de production dans ces régions.

30 KPMG note que l'implantation de centres d'hébergement de données est en croissance un  
31 peu partout dans le monde. La tendance est à la consolidation des centres existants et à la  
32 construction d'un plus petit nombre d'installations, mais de plus grande taille.

---

<sup>48</sup> Pièce HQD-2, document 2.

### 5.3.2. Facteurs de localisation et coûts de l'électricité

1 KPMG a recensé plusieurs facteurs qui peuvent influencer l'implantation d'une industrie sur  
2 un territoire. Comme évoqué ci-dessus, les grandes entreprises industrielles présentes au  
3 Québec sont, à divers degrés, toutes intensives en électricité. Cependant, en termes  
4 d'importance, d'autres facteurs que les coûts de l'électricité peuvent être déterminants dans  
5 le choix d'une entreprise de s'installer sur un territoire donné.

6 L'industrie de l'aluminium primaire est très intensive en électricité, représentant entre 25 % et  
7 50 % des coûts de production. La fiabilité de l'alimentation et la stabilité de la tension sont  
8 des critères importants qui favorisent l'implantation d'installations sur un territoire. De plus,  
9 comme la présence d'alumineries peut représenter une composante stratégique agissant  
10 comme outil de développement économique, elle pourrait justifier des allègements tarifaires,  
11 non seulement au Québec, mais ailleurs dans le monde. La proximité des consommateurs  
12 ainsi que les coûts de la main-d'œuvre sont également des facteurs d'implantation  
13 importants.

14 Quant à la sidérurgie, la proximité des consommateurs et l'existence d'infrastructures de  
15 transport, notamment les installations portuaires, constituent les principaux facteurs de  
16 localisation selon KPMG. Les coûts de l'électricité comptent pour 20 % des coûts de  
17 production. Cependant, KPMG constate une conversion de la production d'acier à partir de  
18 hauts fourneaux (charbon) vers celle à partir des fours à arc électrique qui résulte  
19 principalement des prix élevés du charbon et des normes environnementales plus sévères.  
20 Cela pourrait renforcer l'attrait de l'électricité à prix concurrentiel en Amérique du Nord.

21 En ce qui concerne le raffinage du zinc, le coût de la main-d'œuvre compte pour 33 % des  
22 coûts de production. Cette industrie est intensive en électricité, les coûts énergétiques  
23 représentant entre 15 % et 30 % des coûts variables. Tout comme pour la sidérurgie, la  
24 proximité des consommateurs et l'existence d'infrastructures de transport constituent  
25 également des facteurs d'importance.

26 Pour l'industrie du cuivre, les coûts de l'électricité représentent entre 10 % et 20 % des coûts  
27 de production et la proximité des fournisseurs et des consommateurs sont déterminants.

28 La production de pâtes et papiers à partir de procédés mécaniques nécessite une  
29 disponibilité importante en eau et en fibres à prix concurrentiel. Elle est également intensive  
30 en électricité, les coûts de l'électricité représentant entre 15 % et 20 % des coûts de  
31 production. Cependant, comme évoqué précédemment, l'industrie connaît une conversion  
32 des procédés mécaniques vers des procédés chimiques, diminuant ainsi la pression sur le  
33 coût de l'électricité. Ces procédés étant moins intensifs en électricité, les coûts de l'électricité  
34 comptent pour moins de 5 % des coûts de production de pâtes chimiques.

35 Pour ce qui est de la production de chlore et de chlorate de sodium, étant donné les  
36 difficultés de transport de ces deux produits, la proximité des consommateurs, dans un  
37 marché régional, voire continental, constitue le principal facteur d'implantation. Cependant,  
38 les coûts de l'électricité, qui représentent entre 40 % et 55 % des coûts de production dans le

1 cas du chlore et entre 70 % à 85 % dans celui du chlorate de sodium, et la fiabilité de  
2 l'alimentation électrique constituent deux facteurs d'importance.

3 Enfin, concernant les centres d'hébergement de données, la présence des infrastructures à  
4 haute vitesse, la proximité des consommateurs ainsi que le caractère stratégique des  
5 territoires (clients à besoins importants, lois sur la souveraineté des données et énergie  
6 renouvelable) sont des facteurs de localisation importants. Les coûts de l'électricité  
7 représentant 20 % des coûts de production et la fiabilité de l'alimentation sont également très  
8 importants. À plus long terme, en raison des technologies émergentes l'importance des coûts  
9 de l'électricité dans les coûts totaux pourrait être réduite ce qui pourrait coïncider avec le  
10 retour au tarif LG à la suite de l'application du tarif de développement économique.

### **5.3.3. Performance de l'industrie québécoise**

11 KPMG constate que les contextes de surcapacité de production et de dépréciation des cours  
12 des métaux conduisent à des reports d'investissement dans les industries de l'aluminium  
13 primaire et du raffinage du cuivre. KPMG note toutefois que les entreprises québécoises sont  
14 performantes et ont réussi à préserver leur capacité installée. Les usines québécoises  
15 d'aluminium primaire sont performantes sur le plan énergétique et des coûts de production.  
16 De plus, elles peuvent s'adapter afin de produire des alliages spéciaux. Cependant, l'avenir  
17 des usines québécoises est fragilisé par l'ajout de capacité de production à faible coût en  
18 Chine et dans les pays du golfe Persique.

19 Le Québec est un très petit joueur dans la production sidérurgique à l'échelle mondiale.  
20 Compte tenu de la concurrence provenant des usines asiatiques produisant à faible coût et  
21 des aciéries américaines, qui ont un accès à des approvisionnements gaziers à prix  
22 avantageux et qui pourraient bénéficier de mesures protectionnistes, KPMG note qu'aucun  
23 nouveau projet n'est prévu sur le territoire québécois. Les perspectives sont mitigées,  
24 notamment à cause du ralentissement dans le secteur pétrolier.

25 Comme pour l'industrie de la sidérurgie, KPMG remarque qu'aucun projet d'expansion n'est  
26 prévu dans l'industrie du raffinage du zinc, tant au Québec qu'au Canada, et que les  
27 perspectives de croissance sont limitées puisque la demande du principal produit, l'acier  
28 galvanisé, devrait être stable dans les prochaines années. Cependant, un important contrat  
29 d'approvisionnement en concentré de zinc a permis à une entreprise québécoise de  
30 poursuivre ses opérations, dans un contexte où les sources d'approvisionnement en zinc  
31 sont en baisse et qu'elles sont de plus en plus éloignées et à forte teneur en métaux  
32 précieux.

33 Pour ce qui est du raffinage du cuivre, le marché est hautement concurrentiel. Le maintien  
34 des entreprises québécoises s'explique par une productivité accrue et par l'ajustement de  
35 l'offre en fonction des forces du marché.

36 En ce qui a trait à la production des pâtes et papiers, KPMG constate une diminution des  
37 capacités de production de papier journal. Pour pallier cette baisse de la demande, les  
38 industries se sont converties à des moyens de production moins intensifs en électricité,

1 comme la production de pâte à papier kraft à partir de procédés chimiques qui sert d'intrant à  
2 la fabrication de papier tissu ou de carton, secteurs à croissance et rentabilité plus  
3 intéressantes. KPMG mentionne également que dans le cas où la demande nord-américaine  
4 de pâtes et papiers diminuerait, les capacités de production de chlorate de sodium au  
5 Québec pourraient se déplacer aux États-Unis si les facteurs de production, dont les coûts  
6 de l'électricité, sont plus favorables dans cette région.

7 Enfin, selon KPMG, plusieurs entreprises possédant des centres d'hébergement de données  
8 au Québec ont signifié leur intention d'investir dans leurs installations. Le secteur  
9 énergétique québécois se distingue de ses concurrents nord-américains en ce qui a trait à la  
10 sécurité de ses approvisionnements, aux tarifs d'électricité et au développement durable.

#### **5.3.4. La situation du Québec par rapport aux principales régions concurrentes**

11 Outre les facteurs évoqués dans les sections précédentes, d'autres facteurs peuvent  
12 contribuer, de façon positive ou négative, à l'implantation de grandes entreprises au Québec.

13 Dans les secteurs de l'aluminium primaire, de la sidérurgie, du raffinage du zinc, KPMG  
14 invoque que des mesures protectionnistes et anti-dumping des États-Unis et de certains  
15 pays d'Europe contre les pays émergents pourraient favoriser les entreprises québécoises.  
16 De plus, l'imposition d'une taxe sur le carbone à l'échelle planétaire pourrait également  
17 favoriser les entreprises québécoises puisque l'approvisionnement en électricité se fait à  
18 partir d'une source d'énergie renouvelable.

19 Dans le cas de la production des pâtes et papiers, l'incertitude quant à l'approvisionnement  
20 en fibre (évolution du coût du bois et certification environnementale de la FSC), l'imposition  
21 d'une surtaxe américaine sur le papier surcalandré canadien, les négociations avec les  
22 nations autochtones et la question de la protection des forêts sont des facteurs qui pourraient  
23 défavoriser les entreprises québécoises. Par contre, KPMG note une hausse des  
24 exportations de fibre québécoise vers la Chine en raison notamment de sa qualité.

25 Concernant la production de chlore, KPMG note qu'une usine québécoise a transféré une  
26 partie de sa capacité de production vers les États-Unis en raison des coûts de transport sur  
27 rail plus coûteux et de l'adoption de normes gouvernementales canadiennes plus strictes en  
28 matière de transport de marchandises.

29 En ce qui concerne l'implantation de centres d'hébergement de données, plusieurs territoires  
30 offrent des incitatifs fiscaux afin de les attirer. Cependant, le climat du Québec,  
31 l'approvisionnement en électricité à partir d'une source renouvelable, la *Loi sur la protection*  
32 *des renseignements personnels*<sup>49</sup> ainsi que la proximité du marché américain constituent des  
33 atouts à l'implantation de ces centres au Québec.

34 Comme le montre le tableau 3, par rapport aux principales juridictions concurrentes des  
35 différents secteurs d'activité analysés, le tarif L est avantageux dans tous les secteurs  
36 industriels de même que le tarif LG dans le secteur des centres d'hébergement de données.

---

<sup>49</sup> L.R.C. (1985), ch. P-21.

- 1 Seuls les tarifs de Manitoba Hydro dans les secteurs du raffinage du zinc et du chlorate de sodium sont plus avantageux.
- 2

**TABLEAU 3 :  
COMPARAISON DES PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ<sup>50</sup>**

Secteurs industriels	Cas type	Territoires	Indice comparatif (HQD = 100)
Aluminium	Puis. 50 MW, FU 90%	Québec	100
		New York	142
		Kentucky	147
		Washington	163
Sidérurgie	Puis. 50 MW, FU 69%	Québec	100
		Indiana	174
		Illinois	158
		Ohio	154
		Michigan	161
Raffinage du zinc	Puis. 50 MW, FU 69%	Québec	100
		Manitoba	83
		Colombie-Britannique	120
		Tennessee	141
Raffinage du cuivre	Puis. 50 MW, FU 90%	Québec	100
		Texas	125
		Arizona	195
		Tennessee	140
Pâtes et papiers	Puis. 50 MW, FU 90%	Québec	100
		Finlande	139
		Suède	141
		Washington	163
Chlore	Puis. 50 MW, FU 69%	Québec	100
		Louisiane	161
		Texas	123
Chlorate de sodium	Puis. 50 MW, FU 90%	Québec	100
		Manitoba	85
		Tennessee	140
Centres d'hébergement de données <sup>1</sup>	Puis. 50 MW, FU 90%	Québec	100
		New York	356
		Virginie	141
		Californie	288
		Washington	158

<sup>1</sup> Pour les centres d'hébergement de données, le Distributeur a appliqué le tarif LG au cas type.

<sup>50</sup> Données provenant de l'Edison Electric Institute, pour les États américains, et Eurostat, pour les pays européens (prix moyens pour le premier semestre de 2016 pour les clients industriels excluant les taxes et les prélèvements). Taux de change moyen pour la période de 0,6738 EUR/\$CA.



1 Cette analyse permet de constater que les prix payés par les clients industriels au Québec  
2 sont compétitifs par rapport aux prix réglementés dans les juridictions concurrentes. Ces prix  
3 constituent un atout important dans le choix de localisation, d'expansion ou de maintien des  
4 activités d'une entreprise, particulièrement pour les secteurs dont les coûts de l'électricité  
5 constituent une part importante dans les coûts de production. Le Distributeur constate  
6 également, de l'analyse de KPMG, qu'il existe plusieurs facteurs qui peuvent influencer le  
7 choix d'implanter une usine ou d'accroître la production d'une installation existante à un  
8 endroit plutôt qu'à un autre. Ainsi, les caractéristiques inhérentes au service électrique offert  
9 par le Distributeur, soit des tarifs d'électricité bas, stables et prévisibles, la disponibilité des  
10 approvisionnements et la fiabilité de l'alimentation électrique, sont des facteurs d'importance.

11 La mesure de la position concurrentielle d'une juridiction ne se limite pas à une seule  
12 composante de la structure de coûts. D'autres facteurs, qui varient selon le secteur, doivent  
13 être pris en compte. Ainsi, la proximité de leurs clients, les exigences légales, fiscales et  
14 environnementales, la proximité de la ressource, la formation et le coût de la main-d'œuvre  
15 ainsi que la qualité des infrastructures (voies de communication et de transport) sont autant  
16 de facteurs susceptibles d'influencer la prise de décision des clients industriels. Le  
17 Distributeur n'a pas d'emprise sur ces facteurs.

18 Dans le contexte de ralentissement de la demande globale, de surcapacité de production et  
19 d'ajout de capacité à faible coût en Chine et dans les pays du Golfe persique, les usines  
20 installées au Québec sont confrontées à de faibles perspectives de croissance, voire à des  
21 marchés en décroissance, ce qui place le Québec devant le défi de maintenir ces activités  
22 industrielles. Par ailleurs, pour les centres d'hébergement de données, pour lesquels la  
23 demande est en croissance significative, il existe un potentiel d'expansion des activités  
24 localisées au Québec, que ce soit par l'expansion d'installations existantes ou la venue de  
25 nouvelles entreprises, ce qui sera favorisé notamment par le tarif de développement  
26 économique.

## **6. INTÉGRATION DES NOUVELLES TECHNOLOGIES**

27 L'appui massif des gouvernements, les politiques favorisant les énergies renouvelables, les  
28 avancées technologiques, conjugués aux prix élevés de l'électricité et aux prix décroissants  
29 des nouvelles énergies ont amené une pénétration rapide et significative de la production  
30 électrique distribuée dans de nombreuses juridictions au cours des dernières années. De  
31 plus, l'évolution technologique des moyens de stockage d'énergie ouvre la voie à de  
32 nouvelles possibilités tant pour la clientèle que pour les distributeurs d'électricité.

33 Ces changements remettent en question le modèle traditionnel des réseaux électriques et  
34 notamment, la tarification des services de distribution. Bien que la production distribuée soit  
35 peu présente actuellement au Québec, compte tenu des bas prix de l'électricité, l'expérience  
36 ailleurs permet certainement au Distributeur de se préparer à cette éventualité.

1 La faiblesse de la croissance de la demande d'électricité, caractéristique commune en  
2 Amérique du Nord, pose par ailleurs des défis relatifs au recouvrement des coûts fixes du  
3 réseau.

4 En revanche, l'électrification des transports (privé ou public) procurera des ventes  
5 additionnelles d'électricité dans les années à venir. Le secteur des transports représente plus  
6 des trois quarts de la consommation de produits pétroliers au Québec et environ 30 % de la  
7 consommation totale d'énergie. Ainsi, par sa Politique en électrification des transports, le  
8 gouvernement montre sa ferme volonté de faire du Québec un chef de file de l'utilisation de  
9 moyens de transport propulsés par l'électricité et un précurseur en matière de mobilité  
10 durable.

11 L'ensemble de ces changements devront être associés à de bons signaux de prix pour en  
12 optimiser les bénéfices et permettre aux fournisseurs d'électricité de récupérer leurs coûts.  
13 Les structures tarifaires pour la clientèle sont appelées à évoluer vers une plus grande  
14 sophistication à l'égard de trois aspects : les composantes du service électrique (énergie,  
15 puissance et service d'appoint ou d'urgence) de même que la différenciation dans le temps  
16 et selon le lieu, de manière à bien refléter le coût variable des ressources pour offrir le  
17 service.

18 Ailleurs, les distributeurs d'électricité ont commencé à adapter leur stratégie tarifaire en lien  
19 avec ces nouveaux défis.

### **6.1. Production distribuée**

20 L'autoproduction d'électricité demeure pour l'instant très marginale au Québec, avec un peu  
21 plus d'une centaine de clients qui participent à l'option de mesurage net du Distributeur et  
22 moins d'une vingtaine de nouvelles adhésions chaque année (voir le tableau 4). Environ  
23 80 % de ces clients ont opté pour la filière solaire, essentiellement des panneaux solaires  
24 photovoltaïques (« PV »).

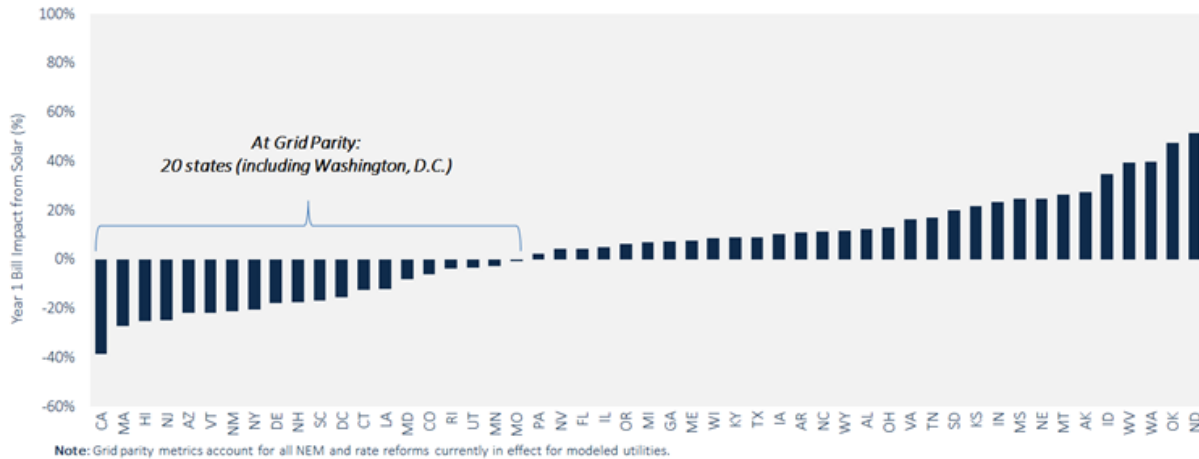
**TABLEAU 4 :**  
**OPTION DE MESURAGE NET DU DISTRIBUTEUR**  
**ADHÉSIONS PAR SOURCE D'ÉNERGIE**

Années	Nouvelles adhésions (nettes) par type d'énergie			Total cumulatif
	Solaire	Éolienne	Mixte	
2006	-	-	-	-
2007	3	-	-	3
2008	1	-	-	4
2009	4	2	2	12
2010	2	1	-	15
2011	3	1	-	19
2012	13	3	1	36
2013	18	4	-	58
2014	18	8	1	85
2015	17	-	-	102
2016	24	(2)	-	<b>124</b>
<b>Cumulatif</b>	<b>103</b>	<b>17</b>	<b>4</b>	

1 En conséquence, l'industrie y est encore fort peu développée et les coûts des systèmes  
2 demeurent plus élevés que dans les autres marchés, tant en Amérique du Nord que sur  
3 d'autres continents. La faible pénétration de l'autoproduction au Québec s'explique  
4 principalement par le faible prix de l'électricité applicable à la clientèle résidentielle, soit le  
5 prix le plus bas en Amérique du Nord. Avec son potentiel d'irradiation solaire annuel, le sud  
6 du Québec se compare avantageusement à plusieurs villes européennes et nord-  
7 américaines, même si ce potentiel demeure inférieur à plusieurs États du sud-ouest  
8 américain.

9 En ce qui trait à la production à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, le Distributeur  
10 constate une progression rapide de ce type d'énergie comme source de production  
11 individuelle et centralisée dans les autres juridictions. En fait, la parité tarifaire est déjà  
12 atteinte dans 20 États américains (voir la figure 12) et le sera probablement dans 42 États à  
13 l'horizon 2020. Cela signifie que les clients obtiennent, dès la première année, un avantage  
14 financier d'opter pour l'autoproduction à partir de l'énergie solaire PV, tout en restant  
15 connectés au réseau de leur fournisseur traditionnel d'électricité. Le point de parité diffère  
16 d'un État à l'autre principalement en raison des prix de l'électricité différents.

**FIGURE 12 :  
NIVEAU DE PARITÉ TARIFAIRE POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE PV AUX ÉTATS-UNIS –  
SECTEUR RÉSIDENTIEL<sup>51</sup>**



1 Le Distributeur remarque que la forte progression de la filière de l'énergie solaire PV a été  
 2 favorisée par l'avènement de tierces parties qui prennent en charge le coût initial,  
 3 l'installation et l'entretien des systèmes en contrepartie de frais amortis sur 25 ans. Dans les  
 4 22 États qui ont permis la concurrence avec le distributeur d'électricité, la parité tarifaire a été  
 5 atteinte plus rapidement. La pénétration accélérée de l'énergie solaire PV dans ces États a  
 6 été favorisée par un crédit fédéral (subvention) de 30 % visant les énergies renouvelables et  
 7 divers incitatifs financiers et fiscaux.

8 En Europe, plus spécifiquement en Italie, en Espagne et en Allemagne, l'énergie solaire PV  
 9 a déjà atteint la parité tarifaire. Malgré une irradiation solaire moyenne plus faible que  
 10 l'ensemble des États américains, l'Allemagne est un leader en matière de production à partir  
 11 de l'énergie solaire PV depuis l'entrée en vigueur en 2000 de la *Loi sur les énergies*  
 12 *renouvelables*, laquelle est assortie de plusieurs incitatifs.

13 Les coûts des systèmes à l'énergie solaire ont décliné d'environ 15 % par année depuis 2010.  
 14 Le Distributeur constate que la diminution continue et rapide des coûts, l'augmentation de  
 15 l'efficacité des systèmes solaires PV dans le monde et le développement du marché au  
 16 Québec rendront éventuellement la filière solaire de plus en plus compétitive pour les clients  
 17 du Québec.

18 L'essor de la production distribuée engendre des pertes de revenus pour les distributeurs,  
 19 non compensées par une réduction correspondante des coûts fixes. La tarification habituelle  
 20 pour la clientèle de masse basée sur l'énergie permet une récupération adéquate des coûts  
 21 puisque la consommation totale est étroitement corrélée à la consommation en période de  
 22 pointe. Or, la production solaire distribuée altère cette relation et les programmes de  
 23 mesurage net empêchent le recouvrement complet des coûts par les distributeurs<sup>52</sup>.

<sup>51</sup> Green Tech Media Research, *U.S. Residential Solar Economic Outlook: Grid Parity, Rate Design and Net Metering Risk*, février 2016.  
<sup>52</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 40 et 41, section *HQD's Design and Industry Practice*.

1 À cet égard, les distributeurs d'électricité américains perçoivent une menace à leur stabilité  
2 et s'opposent aux subventions accordées pour les systèmes solaires. En réponse à cette  
3 menace, plusieurs distributeurs imposent un surcoût d'abonnement aux autoproducteurs et  
4 offrent un prix d'achat inférieur au prix de vente. Certains organismes de réglementation ont  
5 entériné cette approche alors que d'autres ne sont pas convaincus de la démonstration  
6 économique des distributeurs d'électricité. En fait, si les autoproducteurs contribuent moins à  
7 la récupération des coûts, ces derniers sont transférés aux autres catégories de  
8 consommateurs. Les modalités des programmes de mesurage net ont une grande incidence  
9 sur la progression de la filière solaire.

10 La concurrence que provoque la venue de la production distribuée devrait pouvoir être  
11 considérée par la Régie dans l'établissement des tarifs d'électricité, à l'instar des tarifs de  
12 gaz naturel (LRÉ, article 49, paragraphe 6).

13 Par ailleurs, l'intégration de la production solaire intermittente représente un défi  
14 d'équilibrage du réseau qui peut se traduire par des coûts de service plus élevés. Ainsi, les  
15 distributeurs pourraient devoir mettre en place différents moyens pour assurer une gestion  
16 flexible du réseau, par exemple, le stockage d'énergie.

## 6.2. Option de mesurage net

17 Avec ses modalités actuelles, l'option de mesurage net du Distributeur repose sur le résultat  
18 net entre l'injection et la consommation, accordant le même prix à la vente et au rachat. Sa  
19 lacune est de n'accorder aucune valeur au service d'appoint et d'équilibrage dont bénéficie  
20 l'autoproducteur. L'autoproduction qui excède la consommation d'électricité pour une période  
21 de facturation crée un solde positif dont le consommateur profitera subséquemment. Ainsi, le  
22 Distributeur se retrouve en quelque sorte à racheter la production nette au prix de détail. Au  
23 contraire, la plupart des autres distributeurs, tel que le mentionne CAEC<sup>53</sup>, rachètent  
24 l'énergie à un prix basé sur le coût évité, inférieur au prix de détail.

25 Plusieurs organismes de réglementation ont ainsi imposé dans leurs décisions un  
26 abaissement du prix de rachat pour correspondre au coût évité. CAEC cite en exemple la  
27 commission du Nevada qui a réduit le prix de rachat dans sa décision en 2015.  
28 L'établissement du coût évité représente néanmoins un enjeu puisqu'il peut varier  
29 sensiblement selon la perspective du client ou du distributeur. Il va de soi qu'un prix de  
30 rachat inférieur au prix de détail allonge la période de récupération de l'investissement pour  
31 le client.

32 Le Distributeur prend acte des récentes tendances dans les programmes de mesurage net et  
33 compte s'inspirer des meilleures pratiques afin d'ajuster ses tarifs et son option de mesurage  
34 net, tel que le suggère CAEC<sup>54</sup>.

---

<sup>53</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 41 à 43, section *Rate Design Issues and Approaches*.

<sup>54</sup> Ibid., pages 40 et 41, section *HQD's Design and Industry Practice*.

1 Le contexte est fort différent au Québec puisque l'hydroélectricité, qui constitue la forme la  
2 plus verte d'énergie, répond à l'essentiel des besoins des clients québécois. Aux États-Unis  
3 et ailleurs dans le monde, la production solaire distribuée diminue les besoins de production  
4 électrique à partir de combustibles, de charbon et de nucléaire.

5 Il est important de signaler que le National Association of Regulatory Utility Commissioners  
6 ou NARUC par son comité sur la tarification, a publié un manuel portant sur la compensation  
7 des distributeurs avec l'avènement des ressources distribuées (énergie solaire PV, éolien,  
8 stockage et véhicules électriques)<sup>55</sup>. Les objectifs visés sont d'assurer à la fois la santé  
9 financière et la viabilité des distributeurs ainsi que de préserver l'intérêt des autoproducteurs.  
10 Ce manuel a pour objectif de guider les autorités réglementaires dans les défis de  
11 conception des tarifs, en mettant en relief les différentes préoccupations et considérations.  
12 De manière générale, le comité préconise la prudence, compte tenu de l'expérience limitée  
13 et récente dans le domaine<sup>56</sup>.

### 6.3. Stockage d'énergie

14 Le stockage d'énergie devient incontournable en présence de production intermittente  
15 distribuée de manière à équilibrer le réseau de distribution. Avec la prépondérance du  
16 chauffage à l'électricité au Québec, les pointes du réseau surviennent en hiver. Près de la  
17 moitié des besoins en puissance s'explique par le chauffage. Or, la contribution en pointe de  
18 l'énergie solaire PV est pratiquement nulle puisque la pointe survient habituellement tôt en  
19 début de la journée ou en fin d'après-midi alors que la production solaire est faible, voire  
20 inexistante. De plus, l'autoproduction à partir de l'énergie solaire PV se traduit par une  
21 détérioration du FU du réseau. Par exemple, on observe en Californie un nouveau profil de  
22 charges, avec la pénétration importante de l'énergie solaire, présentant un creux au milieu  
23 de la journée accompagné d'une reprise de charges accentuée en fin d'après-midi (« *duck*  
24 *curve* »)<sup>57</sup>.

25 En revanche, le stockage d'énergie peut aplanir le profil de charges, diminuer la pointe  
26 individuelle des clients qui ont recours à des batteries et ainsi améliorer le bilan en  
27 puissance, ce qui contribue à réduire les coûts.

28 Pour les besoins de climatisation, la contribution de l'énergie solaire PV est coïncidente avec  
29 les pointes du réseau, ce qui procure un avantage important de cette filière pour les réseaux  
30 dont la pointe se situe au milieu de la journée. C'est le cas des réseaux américains en  
31 général. Les besoins de stockage sont alors moindres.

32 Lorsque jumelée à un stockage d'énergie, la production distribuée peut permettre une  
33 réduction des besoins en production centralisée et en transport d'électricité. Dans certains  
34 États américains, les centrales de pointe sont remplacées par des centrales de production

---

<sup>55</sup> Manual on *Distributed Energy Resources Compensation, Subcommittee on rate design*, NARUC, 2016

<sup>56</sup> Source : <http://pubs.naruc.org/pub/88954963-0F01-F4D9-FBA3-AC9346B18FB2>

<sup>57</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 38 et 39.

1 solaire et, à plus long terme, certaines centrales pourraient ne plus être requises avec la  
2 présence massive de production solaire décentralisée.

3 À l'instar des systèmes solaires PV, la technologie de stockage d'énergie évolue rapidement  
4 alors que les coûts diminuent annuellement. L'avènement des véhicules électriques propulse  
5 le développement de batteries et tous les grands constructeurs automobiles s'impliquent. Le  
6 marché du stockage d'énergie au niveau résidentiel est en plein essor. Des systèmes de  
7 stockage d'énergie de grande capacité destinés aux réseaux électriques sont également  
8 développés pour faciliter l'intégration de la production d'énergie éolienne et solaire en  
9 équilibrant les charges du réseau et en répondant aux besoins de pointe.

10 Le Distributeur restera vigilant face à la venue des technologies de stockage d'énergie,  
11 qu'elles soient au niveau individuel aussi bien que collectif. De plus, le développement de  
12 ces technologies à plus grande échelle permettra l'émergence de modèles d'affaires  
13 auxquels il faudra répondre.

#### **6.4. Mobilité électrique - Véhicules électriques**

14 Le Plan d'action en électrification des transports et la Politique énergétique 2030 du  
15 gouvernement du Québec sont clairs quant à l'intention du gouvernement d'utiliser  
16 l'hydroélectricité, une énergie propre et renouvelable, pour propulser les transports et pour  
17 que le Québec soit un précurseur en matière de mobilité durable. Environ 12 000 véhicules  
18 hybrides et tout électriques circulent sur le territoire québécois en 2016. Cela représente  
19 50 % de ce type de véhicules immatriculés au Canada. L'objectif du gouvernement du  
20 Québec est d'atteindre 100 000 véhicules hybrides et tout électriques immatriculés en 2020.

21 Hydro-Québec est un acteur majeur au Québec au soutien de l'électrification des transports.  
22 Celui-ci a initié le Circuit électrique, le premier réseau de bornes de recharge publiques pour  
23 véhicules électriques du Canada et le plus important réseau au Québec. De nombreux  
24 partenaires privés et publics (plus de 150) y sont associés, que ce soit des commerces, des  
25 institutions et des municipalités. Dans le domaine du transport collectif électrique,  
26 Hydro-Québec jouera un rôle de premier plan au niveau des infrastructures.

27 Au fur et à mesure de la croissance du nombre de véhicules, les habitudes de recharge se  
28 préciseront. On estime à environ 90 % les recharges qui se feront à domicile et à 10 % les  
29 recharges à des bornes privées, commerciales ou publiques.

30 Au domicile du propriétaire du véhicule électrique, la recharge s'ajoute aux autres usages de  
31 la résidence et la consommation totale est facturée au tarif domestique. La recharge à  
32 l'extérieur du domicile se fait généralement chez un employeur, chez un commerçant faisant  
33 partie d'un réseau de recharge publique ou encore à une borne sur rue appartenant à une  
34 municipalité. La consommation d'électricité des bornes raccordées à un abonnement existant  
35 s'ajoute simplement à celle des autres usages, au tarif applicable. De manière générale, les  
36 tarifs réguliers s'appliquent à la recharge de véhicules dans les autres juridictions, tant pour  
37 un usage résidentiel que commercial.

1 Les bas tarifs du Distributeur sont un atout au déploiement des véhicules et des bornes de  
2 recharge. Ailleurs, lorsqu'une tarification horaire est en vigueur au secteur résidentiel, on  
3 retrouve parfois un signal de prix accentué pour la recharge en période creuse (plus bas prix)  
4 et en période de pointe (prix plus élevé)<sup>58</sup>. Dans certaines juridictions, le prix en énergie de la  
5 recharge est plus élevé pour incorporer le coût de puissance. Pour ce qui est du prix de  
6 détail à l'utilisateur, les pratiques varient substantiellement entre la gratuité, un prix fixe par  
7 recharge, un prix par période de temps et un prix par kilowattheure.

8 Dans le cas des bornes publiques non rattachées à un abonnement existant, mais plutôt à  
9 un abonnement distinct, les tarifs actuels sont peu adaptés à une très faible utilisation. C'est  
10 pourquoi, dans le dossier R-3980-2016<sup>59</sup>, le Distributeur propose l'introduction d'un tarif  
11 expérimental visant l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques de  
12 400 volts et plus à courant continu.

13 Au moment du déploiement, ces bornes de recharge, dites rapides, sont caractérisées par  
14 une très faible utilisation. Dans le cadre d'un projet pilote de cinq ans, le Distributeur propose  
15 d'introduire un tarif adapté à un usage à très faible FU. Ce tarif permet un passage plus  
16 harmonieux entre le tarif G actuel et le tarif G-9, tout en offrant un signal de prix pour gérer la  
17 puissance et améliorer le FU pour les charges excédant 50 kW. Ce tarif novateur est unique  
18 par sa structure, la plupart des autres distributeurs n'offrant aucun tarif spécifique pour cet  
19 usage. Le tarif proposé reflète le coût de service et les caractéristiques particulières de  
20 consommation où le prix de revient moyen de la consommation augmente en fonction de la  
21 puissance des bornes et diminue lorsque le FU s'améliore. Même si le coût moyen par kWh  
22 est plus élevé que le tarif de recharge à domicile, il faut se rappeler que la recharge sur une  
23 borne publique devrait demeurer occasionnelle pour l'utilisateur moyen. Un tarif inadapté aurait  
24 pu constituer un frein au développement du réseau de bornes de recharges publiques. Le  
25 projet pilote vise à suivre l'évolution de la consommation liée à la recharge ainsi que les  
26 caractéristiques d'utilisation des bornes de recharge. Le projet pilote permettra le recalibrage  
27 du tarif, le cas échéant.

28 La venue des véhicules électriques engendre des ventes additionnelles d'électricité, ce qui  
29 est favorable en période de surplus énergétiques. L'impact sur les besoins en puissance  
30 dépendra des caractéristiques d'utilisation, notamment la diversité des charges qui est très  
31 difficile à estimer pour l'instant.

32 L'usage de l'électricité aux fins de recharge de véhicules électriques étant relativement  
33 nouveau, les pratiques tarifaires en cette matière ne sont pas encore bien établies dans les  
34 autres juridictions. Le recouvrement des coûts associés à la puissance compte tenu de la  
35 faible utilisation de ces bornes de recharge rapide constitue un enjeu pour les distributeurs.  
36 Le Distributeur considère que son approche tarifaire est novatrice à cet égard, mais  
37 reconnaît que l'évolution rapide des technologies et des caractéristiques de consommation  
38 autant pour les véhicules que les bornes de recharge, mèneront à une évolution du tarif.

---

<sup>58</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 36.

<sup>59</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-14, document 2 (B-0052), section 4.1.



- 1 Dans son rapport, CAEC considère que le tarif BR proposé par le Distributeur pour
- 2 l'alimentation des bornes de recharge rapides se compare avantageusement aux tarifs
- 3 généraux habituels, tout en étant simple pour le client.