

Régie de l'énergie

**Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer
les pratiques tarifaires dans le domaine
de l'électricité et du gaz naturel
Perspectives 2030**

**Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer
les pratiques tarifaires dans le domaine
de l'électricité et du gaz naturel**

Perspectives 2030

Avis A-2017-01

R-3972-2016

7 juin 2017



Montréal, le 7 juin 2017

Monsieur Pierre Arcand
Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles
et ministre responsable du Plan Nord
5700, 4^e avenue Ouest – Bureau A-301
Québec (Québec) G1H 6R1

Objet : Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel

Monsieur le Ministre,

Tel que demandé dans votre lettre du 10 juin 2016, il me fait plaisir de vous transmettre l'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.

Les constats et pistes de solutions que nous vous soumettons aujourd'hui sont le fruit de onze mois de travail marqués par la participation active de nombreuses personnes intéressées et experts au processus de consultation publique de la Régie.

Consciente de l'importance que vous attachez à cette réflexion, j'espère que l'avis qui vous est soumis aujourd'hui par la Régie vous sera utile.

Vous me permettrez de souligner particulièrement le travail accompli par mes collègues régisseurs, monsieur Laurent Pilotto et maître Simon Turmel.

Veillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

Diane Jean

Québec, le 10 juin 2016

Madame Diane Jean
Présidente
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Madame la Présidente,

La Politique énergétique 2030 : *L'énergie des Québécois – Source de croissance*, rendue publique le 7 avril 2016, propose d'introduire plus de souplesse et de proactivité dans la fixation des tarifs prévue dans la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01). À titre de ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre responsable du Plan Nord, il m'importe que cette politique se déploie et se traduise rapidement par des actions concrètes de manière à améliorer la situation des consommateurs d'électricité et de gaz naturel.

La Politique énergétique 2030 prévoit que la Régie de l'énergie (Régie) devra produire un avis proposant des solutions tarifaires qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment une simplification des options offertes aux clients.

En conséquence, je demande à la Régie, en vertu de l'article 42 de sa loi constitutive, un avis sur des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles. Cet avis pourra examiner toutes les avenues et comprendre, au besoin, des constats relatifs à la Loi sur la Régie de l'énergie, aux contraintes d'interfinancement, à l'ouverture du marché de détail de l'électricité à la concurrence et au développement de la filière du gaz naturel renouvelable. Comme le souligne la politique, le gouvernement s'engage à apporter plusieurs modifications substantielles à la Loi sur la Régie de l'énergie qui viseront entre autres à élargir ses pouvoirs et à simplifier les processus.

Cet avis devra notamment prendre en compte le fait que, depuis quelques années, des indicateurs d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution montrent une détérioration notable des comptes à recevoir auprès des ménages québécois ainsi que du nombre d'ententes de paiement pour les clients à faible revenu. L'avis devra aussi prendre en considération que, malgré une position concurrentielle enviable, un

... verso

certain effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité est constaté, lequel risque de miner la compétitivité de certains secteurs industriels québécois, particulièrement ceux soumis à la concurrence internationale. Puis, cet avis devra également proposer des solutions pour les industries ayant des besoins particuliers, notamment la serriculture et les stations de ski.

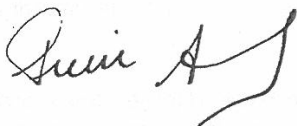
Je souhaite que la réalisation de cet avis s'appuie sur un balisage par des experts que la Régie retiendra et sur des pistes que celle-ci soumettra à la consultation publique.

Les travaux requis par ce mandat devront être faits dans un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts possibles, en utilisant, notamment les renseignements dont la Régie dispose déjà.

L'avis de la Régie devra m'être transmis en temps opportun afin que des améliorations soient mises en œuvre pour l'année tarifaire 2018.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le ministre,



PIERRE ARCAND

Au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

Conformément à l'article 42 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01), à la suite de votre demande, nous vous soumettons l'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.

Montréal, le 7 juin 2017.



Diane Jean,
Présidente



Laurent Pilotto,
Régisseur



Simon Turmel,
Régisseur

TABLE DES MATIÈRES

Liste des graphiques.....	11
Liste des tableaux.....	12
Liste des acronymes.....	13
Liste des mesures.....	14
Sommaire.....	15
Demande d'avis.....	25
1. Introduction.....	25
1.1. Politique énergétique 2030.....	27
1.2. Processus de consultation publique.....	29
2. Électricité.....	32
2.1. Structures et options tarifaires.....	32
2.2. Interfinancement.....	47
2.3. Compétitivité des tarifs industriels.....	58
2.4. Industries aux besoins particuliers.....	71
2.5. Soutien aux ménages à faible revenu.....	78
3. Gaz naturel.....	84
3.1. Structures tarifaires et compétitivité des tarifs.....	84
3.2. Gaz naturel renouvelable.....	89

4. Nouvelles technologies.....	99
4.1. Autoproduction ou production décentralisée.....	101
4.2. Mobilité électrique.....	108
5. Choix énergétiques.....	111
5.1. Extension de réseau.....	113
5.2. Élargissement de l'offre énergétique et des actifs réglementés.....	115

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1.	Réductions de la puissance de pointe attribuable à la tarification dynamique	44
Graphique 2.	L'interfinancement en distribution d'électricité (en M\$)	51
Graphique 3.	Échelles d'indices d'interfinancement de distributeurs d'électricité canadiens au 1 ^{er} avril 2016	52
Graphique 4.	Répartition des ventes et des clients au tarif L par secteurs d'activités.....	60
Graphique 5.	Tarifs industriels en Amérique du Nord – Prix moyens pour la période de 12 mois se terminant le 30 juin 2016.....	62
Graphique 6.	Évolution du prix de l'électricité dans différentes juridictions canadiennes	63
Graphique 7.	Évolution du prix de l'électricité dans différentes juridictions	64
Graphique 8.	Ventilation des montants de distribution selon les profils types	87
Graphique 9.	Ventilation des montants facturés selon les profils types.....	88
Graphique 10.	Évolution de l'énergie solaire aux États-Unis	104

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.	Principes (attributs) des structures tarifaires	36
Tableau 2.	Indices d'interfinancement au 1 ^{er} avril 2017	50
Tableau 3.	Options tarifaires de certains distributeurs de gaz naturel.....	86
Tableau 4.	Évolution de la facturation nette pour le solaire PV aux États-Unis.....	105

LISTE DES ACRONYMES

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>
CAEC	Christensen Associates Energy Consulting
CII	Commercial, institutionnel et industriel
EIA	Energy Information Administration of U. S. Department of Energy
GES	Gaz à effet de serre
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
LIHEAP	<i>Low Income Home Energy Assistance Program</i> - Programme du gouvernement fédéral des États-Unis
POAFE	Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité
PV	Photovoltaïque
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
TDÉ	Tarif de développement économique
TDT	Tarifification différenciée dans le temps
TEQ	Transition énergétique Québec
TPC	Tarifification pour période critique
TRG	Tarif de rachat garanti
TTR	Tarifification en temps réel

LISTE DES MESURES

GJ	Gigajoules
GWh	Gigawattheure
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
M\$	Million de dollars
Mm ³	Million de mètres cubes
MW	Mégawatt
TWh	Terawattheure

SOMMAIRE

Cet avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (l'Avis) répond à la demande du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre responsable du Plan Nord (le Ministre) transmise à la Régie de l'énergie (la Régie) le 10 juin 2016. Cet Avis examine plusieurs enjeux découlant d'un environnement en pleine mutation et d'un contexte à la fois stimulant et exigeant dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel.

En matière d'électricité, l'Avis analyse les options tarifaires ainsi que la compétitivité des tarifs, notamment ceux applicables à la grande industrie soumise à la concurrence internationale et à certaines industries aux besoins particuliers. Il traite aussi des enjeux de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs et du soutien aux ménages à faible revenu.

En ce qui concerne le gaz naturel, l'Avis examine les enjeux liés aux tarifs et à la structure tarifaire, ainsi que ceux associés au traitement des biogaz et de leur valorisation en gaz naturel renouvelable (GNR) dans un réseau gazier bien établi.

Dans l'ensemble, l'Avis présente des pistes de solutions susceptibles de favoriser la transition vers un environnement énergétique caractérisé par l'arrivée de nouvelles technologies offrant un rôle actif au consommateur d'énergie.

Enfin, compte tenu de l'interrelation entre les différentes formes d'énergie, l'Avis aborde également les enjeux de l'extension des réseaux et de l'élargissement de l'offre énergétique et des actifs réglementés sous l'angle des choix énergétiques.

ÉLECTRICITÉ

Tarifification dynamique

L'introduction d'une option de « tarification dynamique – heures critiques »¹ permettrait de mieux respecter un objectif prioritaire de toute structure tarifaire, soit l'allocation optimale des ressources, en transmettant aux consommateurs un signal de prix clair reflétant la vérité des coûts.

Une option de tarification dynamique – heures critiques aurait également pour effet de stimuler au Québec l'innovation technologique ainsi que le développement de solutions et d'entreprises offrant des services ou des produits permettant une gestion dynamique et optimale de la consommation d'électricité.

Elle pourrait aussi permettre aux consommateurs résidentiels et aux entreprises, ayant la capacité de déplacer une partie de leur consommation en dehors des heures critiques pour la gestion du réseau, de réduire leur facture énergétique et ainsi, dans le cas des entreprises, d'améliorer leur compétitivité.

Piste de solution 1. Demander à Hydro-Québec de présenter des propositions d'options volontaires de tarification dynamique – heures critiques accessibles à toutes les catégories de consommateurs en vue d'une mise en application débutant à l'hiver 2018-2019.

Interfinancement

Dans plusieurs juridictions, on observe un certain niveau d'interfinancement entre les tarifs applicables à différentes catégories de consommateurs. Toutefois, parmi les juridictions canadiennes étudiées, la Régie constate, d'une part, que l'interfinancement n'est pas toujours en faveur des tarifs résidentiels et, d'autre part, que l'écart entre les catégories de consommateurs n'est pas aussi élevé qu'il l'est au Québec.

Piste de solution 2. Considérer un décret de préoccupations afin que, lors de la fixation des tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires propres à chaque catégorie de consommateurs soient établis de manière à refléter la vérité des coûts.

¹ La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction de différentes périodes (saison, mois, jour, heure ou en pointe et hors pointe).

Piste de solution 3. Après évaluation des résultats d'application d'ajustements tarifaires reflétant la vérité des coûts, envisager la modification du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi afin de permettre à la Régie de disposer de plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement.

Afin d'éviter un choc tarifaire, la Régie considère que tout ajustement visant à réduire le degré d'interfinancement, même partiel, devrait être considéré sur un horizon de long terme.

Compétitivité des tarifs industriels

Bien que le tarif L soit généralement compétitif par rapport au tarif équivalent dans d'autres juridictions, la Régie note toutefois que l'écart historique observé entre celui-ci et les autres tarifs industriels à l'étude s'est rétréci entre les années 2002 et 2012, notamment avec ceux offerts dans certains États américains.

Nonobstant ce léger effritement, le tarif L affiche une croissance modérée et une plus grande prévisibilité d'une année à l'autre, soit deux caractéristiques des plus importantes pour le développement et l'expansion des différents secteurs industriels.

Piste de solution 4. Demander à Hydro-Québec de considérer un assouplissement des critères d'admissibilité en termes de puissance ajoutée de l'offre du tarif de développement économique.

Par ailleurs, la Régie considère qu'un tarif de développement industriel offert pour un terme fixe, d'une durée plus longue et non liée aux surplus énergétiques, pourrait attirer d'autres types d'investissements au Québec, comme cela se fait dans d'autres juridictions². Une telle offre pourrait reposer sur un bloc d'énergie dédié afin qu'elle ne soit pas financée par les autres catégories de consommateurs.

Piste de solution 5. Envisager de mettre en place un tarif de développement industriel basé sur un bloc d'énergie dédié.

² Le programme ReCharge New York du NYPA offre un TDÉ et une entente spéciale pour le secteur de l'aluminium. L'État de New York est demeuré propriétaire d'actifs de production électrique, il est ainsi en mesure d'offrir ces rabais. - Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », pièce [A-0009](#), *Op. cit.*, p. 78.

Industries aux besoins particuliers

La Régie juge encourageante l'adhésion des serriculteurs à l'option d'électricité additionnelle, jusqu'à maintenant, ainsi que les perspectives de croissance présentées par les Producteurs en serre du Québec. Elle considère que cette option constitue une réponse appropriée aux besoins particuliers de cette clientèle, dans un contexte de surplus énergétique. De plus, elle constate que le prix avantageux appliqué à l'option d'électricité additionnelle offre à l'industrie serricole un levier de croissance opportun, tout en tenant compte des besoins de gestion du réseau d'Hydro-Québec.

Piste de solution 6. Demander à Hydro-Québec de poursuivre et d'élargir ses discussions avec l'UPA et les Producteurs en serre du Québec afin de proposer des technologies facilitantes et des mesures de contrôle garantissant l'effacement à la pointe des serriculteurs, qui permettront un abaissement progressif du seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle. La Régie est d'avis que le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle, actuellement à 400 kW, pourrait être abaissé de manière progressive, en considérant 300 kW dès 2018.

Les stations de ski font face à une situation financière qu'elles qualifient de précaire. Les conditions climatiques des dernières années ont eu un impact négatif sur la performance de certaines stations de ski. Cette situation financière contraignante peut constituer, pour plusieurs d'entre elles, un frein à l'amélioration de leurs installations qui pourrait favoriser la diminution des dépenses d'exploitation. L'industrie fait donc face à un contexte particulier et à des défis qui vont au-delà de la question des tarifs d'électricité.

Il apparaît clairement que, pour les stations de ski, des systèmes d'enneigement plus performants permettraient à la fois d'améliorer la capacité de fabrication de neige à des températures plus élevées sur des plages de fabrication plus courtes et d'atteindre un enneigement optimal en termes de consommation électrique, des caractéristiques particulièrement intéressantes dans un contexte de changements climatiques.

Piste de solution 7. Demander à Transition énergétique Québec (TEQ) et à Hydro-Québec de se concerter pour offrir un programme d'efficacité énergétique et envisager un soutien financier gouvernemental qui visent à la mise à niveau des équipements électriques des stations de ski, notamment les canons à neige.

Piste de solution 8. Expérimenter l'option de tarification dynamique – heures critiques auprès des stations de ski, par le biais d'un projet pilote.

Ménages à faible revenu

Les ménages à faible revenu font l'objet d'aides spécifiques relativement aux coûts de l'électricité dans plusieurs juridictions. Au Québec, les efforts actuels d'Hydro-Québec visant à atténuer le poids de la facture d'électricité dans le budget des ménages à faible revenu s'articulent autour de trois axes d'intervention : la stratégie tarifaire, le soutien offert aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement et les interventions en efficacité énergétique.

Piste de solution 9. Prévoir dans le plan directeur de TEQ la bonification et la coordination de l'offre de programmes d'efficacité énergétique dédiés aux ménages à faible revenu.

Piste de solution 10. Analyser et, si requis, bonifier le programme *Allocation-logement*³ qui fournit une aide financière mensuelle au paiement du loyer, incluant le coût du chauffage, plutôt qu'un rabais tarifaire propre à Hydro-Québec qui ne couvrirait que la dépense d'électricité.

GAZ NATUREL

Tarifification

La structure tarifaire de Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) est simple en termes de nombre de tarifs offerts. Le balisage réalisé montre toutefois qu'elle est plus complexe en ce qui a trait au nombre de paliers par tarif, aux multiples options d'engagement de durée et de volumes souscrits et au calcul de l'équilibrage.

³ Société d'habitation du Québec, [Programme Allocation-logement](#).

Piste de solution 11. Revoir la structure tarifaire de Gaz Métro avec l'objectif de la simplifier tout en respectant le principe de la vérité des coûts.

Gaz naturel renouvelable

Le potentiel technico-économique des projets de valorisation par biodigestion pourra varier significativement selon la qualité et la quantité des intrants en amont de la chaîne du biogaz en provenance du secteur agricole, des industries agroalimentaires, de la restauration, des déchets domestiques ou des boues des usines d'épuration. Or, il n'existe à l'heure actuelle aucun bilan exhaustif des projets de valorisation du biogaz et de GNR implantés ou à venir au Québec. L'absence d'un système intégré d'information lié à ces projets s'avère un facteur limitant dans la prise de décision liée au développement des filières du biogaz et du GNR au Québec.

Piste de solution 12. Confier à TEQ l'établissement d'un inventaire des projets de biogaz et de GNR réalisés et potentiels afin de mieux cerner les enjeux et les coûts reliés au développement de cette filière au Québec.

En l'absence d'un tel inventaire, la Régie évalue le potentiel de production de GNR à court terme aux environs de 1 % à 2 % de la consommation québécoise de gaz naturel.

Piste de solution 13. Envisager, d'ici 2020, de fixer une cible volontaire de 60 millions de mètres cubes par an pour Gaz Métro, soit environ 1 % des volumes de consommation annuels et prévoir une modulation progressive en fonction d'un suivi périodique du développement de la filière de production de GNR.

Il apparaît que la mise en place d'un tarif de rachat garanti (TRG) supérieur au coût évité du gaz naturel de source fossile livré au Québec permettrait d'initier plusieurs des projets de production de GNR en attente de confirmation. La mise en place d'un TRG doit toutefois être considérée dans la perspective où les tarifs de gaz naturel au Québec sont déjà élevés par rapport aux autres régions étudiées.

Piste de solution 14. Envisager la mise en place d'un TRG qui pourrait être supérieur aux coûts évités d'approvisionnement afin de stimuler le développement de la filière de production de GNR au Québec. Considérer, afin d'éviter des hausses tarifaires élevées pour les consommateurs de gaz naturel, que tout écart significatif entre ce TRG et les coûts évités fasse l'objet d'un soutien gouvernemental.

Piste de solution 15. Envisager qu'un tarif d'achat volontaire de GNR soit offert aux clients des distributeurs gaziers.

NOUVELLES TECHNOLOGIES

Autoproduction ou production décentralisée

De nouvelles technologies sont de plus en plus utilisées à travers le monde dans le domaine de l'électricité. Parmi celles-ci, la production de source solaire photovoltaïque (PV) et le déploiement d'unités de stockage viennent modifier la dynamique des marchés. Cette évolution technologique se réalise cependant dans un contexte où la croissance de la demande d'électricité a considérablement diminué.

Piste de solution 16. Demeurer à l'affût des nouvelles technologies et inviter TEQ à soutenir des projets pilotes de production d'énergie renouvelable combinée à du stockage d'électricité.

Les nouvelles technologies de production et de stockage se déploient rapidement et les structures tarifaires actuelles ne reflètent pas adéquatement la valeur qu'elles apportent ni les coûts additionnels qu'elles induisent.

Les modalités des programmes de mesurage net ont une grande incidence sur la pénétration des nouvelles formes de production d'électricité, notamment la filière solaire PV. Il importe que le prix de rachat de ces nouvelles formes d'énergie respecte le principe de la vérité des coûts et qu'il corresponde au coût évité de l'électricité pour Hydro-Québec au moment et à l'endroit où elle est injectée dans le réseau.

Piste de solution 17. Envisager une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les paramètres de l'option de mesurage net et de prendre en compte l'impact net sur l'ensemble des coûts, notamment les coûts fixes du réseau, en respectant le principe de la vérité des coûts.

Mobilité électrique

Les bas tarifs d'électricité sont un atout pour le développement de l'électrification des transports au Québec. L'accroissement du nombre de véhicules électriques engendre des ventes additionnelles d'électricité, ce qui est souhaitable en période de surplus énergétiques.

Piste de solution 18. Envisager d'offrir aux propriétaires de véhicules électriques une option de tarification dynamique - heures critiques qui pourrait être accompagnée de supports technologiques. À cet effet, prévoir un projet pilote d'ici 2020 en vue de mesurer l'intérêt envers la tarification dynamique et de tester des technologies habilitantes associées aux principaux usages résidentiels ainsi qu'aux bornes de recharge pour véhicules électriques individuels.

CHOIX ÉNERGÉTIQUES

Le meilleur choix économique repose sur l'examen relatif de toutes les solutions possibles. Les besoins des consommateurs peuvent être comblés par plusieurs formes d'énergie.

Piste de solution 19. Envisager dans un décret de préoccupations que, lors de l'examen par la Régie de projets d'investissement, les projets concurrents d'investissement en croissance des distributeurs d'énergie soient examinés en considérant les coûts des différentes avenues énergétiques.

Extension de réseau

Plusieurs critères servent de guide dans le cadre du processus de prise de décision lors de l'examen d'une demande d'extension de réseau. De façon générale, un projet d'extension de réseau devrait se justifier économiquement et ne devrait pas avoir à long terme un effet à la hausse sur les tarifs.

La Régie s'appuie sur plusieurs principes et facteurs lorsqu'elle autorise un projet d'investissement d'un distributeur. Même si elle s'en tient généralement au critère de rentabilité économique, elle peut également considérer d'autres critères, de nature sociétale, par exemple.

Piste de solution 20. Compte tenu du faible nombre de consommateurs de gaz naturel au Québec, afin d'éviter des hausses de tarifs indues, envisager des aides publiques dans les cas où l'extension de réseau gazier est non rentable sur la base de tarifs raisonnables⁴.

Élargissement de l'offre énergétique et des actifs réglementés

La Régie est attentive aux mutations qui touchent le marché de l'énergie et à leurs impacts sur les distributeurs et leurs clientèles. Le développement des technologies peut provoquer une mutation de l'industrie de l'énergie qui requiert une adaptation du cadre juridique. Cette adaptation peut parfois constituer une prémisses à la modification du rôle que cette industrie doit jouer afin de coordonner ses efforts avec les orientations de la Politique énergétique 2030.

Piste de solution 21. Examiner, sur la base de rapports d'experts, l'opportunité de permettre la récupération dans les tarifs de distribution de gaz naturel de certaines dépenses d'investissements et d'exploitation reliées à des activités non réglementées, comme des postes de distribution de gaz naturel comprimé ou liquéfié, si elles sont socialement rentables et respectent les priorités énergétiques établies pour le Québec.

Piste de solution 22. Le cas échéant, des modifications législatives pourraient être élaborées en conséquence.

⁴ Le Plan économique du Québec de mars 2015 prévoit une somme de 38 millions de dollars pour permettre des extensions du réseau de distribution de gaz naturel. Comme l'indique le Budget du Québec 2017-2018, le Plan prévoit assouplir les normes d'investissement pour accélérer l'extension du réseau. Le Budget du Québec 2017-2018 précise que ces investissements permettent d'éviter un impact sur les tarifs.

CONCLUSION

La Régie souhaite que le présent rapport contribue à l'amélioration des pratiques tarifaires au Québec dans le meilleur intérêt des distributeurs et des consommateurs, dans le contexte de la Politique énergétique 2030.

La Régie propose d'effectuer en 2020 un rapport de suivi sur la mise en œuvre du présent Avis.

DEMANDE D'AVIS

[1] Le 10 juin 2016, le Ministre transmet à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 42 de la Loi, une demande d'avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (l'Avis).

[2] Le mandat est ainsi donné à la Régie de proposer des solutions tarifaires qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment, à simplifier les options offertes aux clients.

[3] L'Avis doit notamment prendre en compte la détérioration de la capacité des ménages à faible revenu à payer à temps leurs factures d'électricité. Il doit également considérer un certain effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité, qui risque de miner la situation concurrentielle de certains secteurs industriels québécois. En outre, l'Avis doit aussi proposer des solutions pour les industries ayant des besoins particuliers, notamment la serriculture et les stations de ski.

[4] Par ailleurs, le Ministre demande à la Régie d'effectuer ces travaux dans un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts possibles et de transmettre son Avis en temps opportun afin que des améliorations soient mises en œuvre pour l'année tarifaire 2018.

1. INTRODUCTION

[5] L'évolution des technologies et l'émergence de nouveaux modèles de consommation et de production énergétiques incitent l'ensemble des acteurs de l'industrie énergétique à revoir leurs approches et à envisager de nouvelles orientations.

[6] Dans cet environnement en pleine mutation, la Politique énergétique 2030 et le nouveau pacte énergétique qu'elle propose visent à faire bénéficier les consommateurs des possibilités qu'offre le passage à une économie verte et plus écoefficiente.

[7] S'inspirant de ces enjeux, l'Avis répond à la demande du Ministre et propose plusieurs pistes de solutions découlant d'un contexte à la fois stimulant et exigeant dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel.

[8] En matière d'électricité, l'Avis examine les options tarifaires ainsi que la compétitivité des tarifs, notamment ceux de la grande industrie soumise à la concurrence internationale et de certaines industries aux besoins particuliers. L'enjeu de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs y est également abordé sur la base de principes reconnus en matière de tarification. Enfin, l'Avis traite de la question du soutien aux ménages à faible revenu en présentant des pistes de solutions inspirées d'un balisage.

[9] En ce qui concerne le gaz naturel, l'Avis aborde les enjeux liés aux tarifs et à la structure tarifaire ainsi que ceux qui découlent du traitement des biogaz et de leur valorisation en gaz naturel renouvelable (GNR) au sein d'un réseau gazier bien établi.

[10] Dans l'ensemble, l'Avis présente des pistes de solutions susceptibles de favoriser la transition vers un environnement énergétique caractérisé par l'arrivée de nouvelles technologies offrant un rôle actif au consommateur d'énergie.

[11] Enfin, compte tenu de l'interrelation entre les différentes formes d'énergie, l'Avis aborde également les enjeux de l'extension des réseaux, de l'élargissement de l'offre énergétique et des actifs réglementés sous l'angle des choix énergétiques.

1.1. POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 2030

[12] Le 7 avril 2016, le gouvernement du Québec rendait publique la Politique énergétique 2030⁵.

[13] En plaçant le consommateur au centre des mesures à venir, la Politique énergétique 2030 a pour objectifs de :

- privilégier une économie faible en carbone;
- mettre en valeur de façon optimale nos ressources énergétiques;
- favoriser une consommation responsable;
- tirer pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique;
- stimuler la chaîne de l'innovation technologique et sociale.

[14] La Politique énergétique 2030 énonce un nouveau pacte énergétique visant à faire du Québec, à l'horizon 2030, un chef de file nord-américain dans les domaines de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique et, ainsi, bâtir une économie forte et à empreinte carbone faible, offrant aux consommateurs une économie verte et plus écoefficiente.

[15] Ce contexte offre une opportunité pour envisager plus de souplesse et de proactivité dans la fixation des tarifs prévue dans la Loi. Le présent Avis s'inscrit ainsi dans la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030.

[16] La Politique énergétique 2030 est destinée à agir comme un levier auprès des investisseurs industriels, notamment dans les secteurs qui reposent sur des approvisionnements importants et fiables en électricité. Elle précise que les tarifs d'électricité d'Hydro-Québec destinés aux entreprises industrielles représentent un attrait certain. Elle vise aussi à soutenir les industries ayant des besoins particuliers tels que la serriculture et les stations de ski.

⁵ Gouvernement du Québec, « [Politique énergétique 2030: L'énergie des Québécois - Source de croissance](#) », 2016, p. 41.

[17] La Politique énergétique 2030 a également pour objectif d'exploiter la valeur énergétique de la biomasse et de diversifier et d'améliorer l'approvisionnement en énergie. Pour combler les besoins énergétiques tout en progressant dans la décarbonisation de l'économie, elle propose de mettre à contribution les filières bioénergétiques par la production de biocarburants, comme l'éthanol, et de biocombustibles, comme le GNR.

[18] En matière de gaz naturel, la Politique énergétique 2030 vise à assurer aux ménages et aux entreprises un accès fiable, sécuritaire et stable lorsque la demande et la rentabilité économique sont au rendez-vous.

[19] La Politique énergétique 2030 affirme l'opportunité de poursuivre l'extension du réseau gazier, développer un réseau d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) et accroître la production de GNR.

[20] Peu présente aujourd'hui, la production d'énergie décentralisée, comme l'électricité de source photovoltaïque (PV), contribuera, selon les prévisions de la Politique énergétique 2030, à l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique québécois d'ici 2030. Par ailleurs, la Politique énergétique 2030 prévoit que les ménages conduisant des véhicules électriques pourront compter sur des bornes de recharge en nombre suffisant dans les lieux publics.

[21] La Politique énergétique 2030 a constitué le cadre de référence pour le développement du présent Avis, conformément à l'article 5 de la Loi qui prévoit que, dans l'exercice de ses fonctions, la Régie favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement du Québec.

1.2. PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE

[22] Conformément aux articles 25 et 42 de la Loi, la Régie a tenu une consultation publique en sollicitant des observations et positions des personnes intéressées, sous forme de mémoires. La Régie a identifié les cinq thèmes d'intérêts particuliers suivants :

- **Électricité**
 1. Structures et options tarifaires;
 2. Compétitivité mondiale des prix payés par les clients industriels;
 3. Intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs.
- **Gaz naturel**
 4. Structures et options tarifaires;
 5. Intégration des nouvelles technologies.

[23] Tel qu'annoncé dans son avis public diffusé le 11 juillet 2016, la Régie a retenu les services d'experts pour chacun des cinq thèmes, soit :

<p>#1. Tarification de l'électricité</p>
<p>Pierre-Oliver Pineau et Simon Langlois-Bertrand, HEC Montréal « Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité »</p>
<p>#2. Compétitivité des tarifs électriques industriels</p>
<p>Econoler, (Gabriel Desmarais, témoin expert) « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solutions »</p>
<p>#3. Nouvelles technologies</p>
<p>Patrick Gonzalez, Université Laval « Intégration des nouvelles technologies en énergie »</p>

#4. Tarification du gaz naturel

Econoler, (Gabriel Desmarais, témoin expert)

« Balisage des structures et des options tarifaires des distributeurs de gaz naturel et pistes de solutions »

#5. Filière du GNR

Sylvain Audette, HEC Montréal

« Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du GNR dans le contexte québécois ».

[24] La Régie a également demandé à Hydro-Québec de déposer un rapport présentant sa position sur chacun des thèmes portant sur l'électricité et à Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) et Gazifère de faire de même pour les thèmes concernant le gaz naturel.

[25] Le 20 décembre 2016, la Régie rendait publics les cinq rapports d'experts ainsi que les rapports des distributeurs d'électricité et de gaz naturel.

[26] Les 18 mémoires des autres personnes intéressées ont été transmis à la Régie en format électronique et versés dans son Système de dépôt électronique, principalement le 18 janvier 2017. La Régie a également dédié une page particulière de son site internet à cette consultation publique. Véhicule d'information privilégié de la Régie, cette page Web contient ses instructions, la liste des personnes intéressées et leurs mémoires, la documentation reçue des distributeurs, les rapports d'experts, ainsi que certaines informations que la Régie juge utiles à ses travaux.

[27] La Régie a tenu sept jours d'audience les 13, 14, 15, 16, 20, 21 et 22 février 2017 dans ses locaux à Montréal. Cette audience a été diffusée intégralement, en direct, sur son site internet.

[28] Compte tenu de la diversité des enjeux traités dans l'Avis, la Régie a jugé utile d'inviter chacune des personnes intéressées, en plus de chacun des experts qu'elle a retenus, à présenter leur point de vue lors de l'audience, à savoir :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
Association des consommateurs industriels de gaz naturel du Canada (ACIG);
Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER);
Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE);
Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
Association des stations de ski du Québec (ASSQ);
Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ);
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);
Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ);
Gazifère Inc. (Gazifère);
Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD);
Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro);
Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);
Union des consommateurs (UC);
Union des municipalités du Québec (UMQ);
Union des producteurs agricoles (UPA).

[29] Écotech Québec a déposé un mémoire à la Régie le 10 février 2017, sans participer à l'audience.

2. ÉLECTRICITÉ

2.1. STRUCTURES ET OPTIONS TARIFAIRES

[30] Le rapport *Tarifification de l'électricité*⁶ présente un balisage de 31 distributeurs nord-américains. Entre autres, il fait ressortir qu'Hydro-Québec offre une structure tarifaire plus simple et compréhensible que la plupart des distributeurs, et ce, tant pour les tarifs généraux et industriels que pour les tarifs résidentiels.

[31] Selon ce rapport, la structure tarifaire la plus fréquente pour le secteur résidentiel est constituée d'une redevance et d'une facturation de l'énergie par tranche à prix progressif, comme pour Hydro-Québec. S'y ajoutent les concepts de facture minimale chez 24 des 31 distributeurs et de tarification différenciée dans le temps (TDT) chez huit distributeurs, qui se déclinent en variantes saisonnière, horaire ou une combinaison des deux. La plupart des distributeurs offrent plusieurs options tarifaires au secteur résidentiel⁷.

[32] Quant aux tarifs du secteur commercial, institutionnel et industriel (CII), habituellement, on n'y trouve pas de distinction en fonction de l'usage. La segmentation des catégories tarifaires est simplement basée sur le niveau de puissance des branchements. Le prix de l'énergie est généralement plus bas que pour la catégorie résidentielle et on retrouve plusieurs cas de structure par tranche d'énergie à prix dégressif. Une prime de puissance est généralement appliquée, mais celle-ci varie considérablement d'un distributeur à l'autre⁸.

⁶ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, « Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité », HEC Montréal, Rapport remis à la Régie le 15 décembre 2016, pièce [A-0008](#), 57 pages.

⁷ [Ibid.](#), p. 21.

⁸ [Ibid.](#), p. 31.

[33] Le balisage fait ressortir plusieurs critères de différenciation parmi les tarifs CII. Le critère « saisonnier » s'applique parfois non seulement au prix de l'énergie mais également à la prime de puissance.

« La tarification différenciée dans le temps est disponible dans plusieurs cas, même parfois obligatoire après un certain seuil de puissance si un compteur intelligent est installé. Pour cette tarification, la différence entre le prix pour la puissance entre les périodes creuse et de pointe peut d'ailleurs être très importante : par exemple, Green Mountain Power demande 20,24 \$/[kilowatt] kW en pointe, alors qu'elle ne charge que 1,22 \$/kW en période creuse »⁹.

[34] Le balisage permet également de constater que parmi les tarifs industriels, 12 des 29 tarifs de puissance intègrent une différenciation saisonnière ou entre les périodes creuse et de pointe.

[35] Le rapport de *Christensen Associates Energy Consulting*¹⁰ (CAEC) déposé par Hydro-Québec indique que les tarifs offerts par cette dernière aux grands consommateurs sont conformes aux pratiques de l'industrie tout en offrant un peu moins d'options :

« HQD's base rates are well within industry practice, but do not display the variety of rate options that some other utilities display. This appears to be due to the lack of time variation in HQD energy and demand costs relative to other utilities »¹¹.

[36] CAEC affirme également que les tarifs spécifiques à certaines industries ne sont ni répandus, ni populaires auprès des régulateurs :

« The practice is not popular with regulators, who regard pricing for broad classes of customers as a way to ensure fairness in ratemaking.

⁹ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 36.

¹⁰ Christensen Associates Energy Consulting, LLC, « *A review of the retail Tariffs of Hydro-Québec Distribution* », Rapport produit pour le compte d'Hydro-Québec, 15 décembre 2016, pièce [C-HQD-0005](#), p. iii.

¹¹ *Ibid.*, p. iii.

HQD is within industry utility and regulatory practice by pursuing rate simplicity by not creating rates for special industries and focusing on portfolio choice that offers customers optional structures that attempt to meet diverse customer needs, regardless of industry »¹².

[37] Citant le sondage annuel (EIA 861) de l'Energy Information Administration du U.S. Department of Energy, le rapport *Tarifification de l'électricité* constate qu'un nombre croissant de distributeurs installent des compteurs dotés de capacité de relève automatisée (*Automated Meter Reading*, ou AMR – chez 1 270 distributeurs) ou d'infrastructures de mesurage avancé (*Advanced Metering Infrastructure*, ou AMI – chez 857 distributeurs)¹³.

[38] Selon le même sondage, 2 092 distributeurs offraient une forme de tarification dynamique¹⁴ en 2015, laquelle s'adressait à 4,2 % de la clientèle résidentielle, 8,6 % de la clientèle CII et 10 % de la grande industrie.

2.1.1. PRINCIPES TARIFAIRES

[39] La fixation des tarifs repose sur trois grandes étapes qui visent à ce que les consommateurs paient les coûts encourus pour leur fournir l'électricité selon le principe de la vérité des coûts :

- 1) la détermination des revenus requis;
- 2) l'allocation des coûts entre les catégories de consommateurs;
- 3) la conception des tarifs.

[40] La détermination des revenus requis s'effectue habituellement chaque année et consiste à reconnaître l'ensemble des coûts nécessaires à la prestation de

¹² *Ibid.*

¹³ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 13.

¹⁴ La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction de différentes périodes (saison, mois, jour, heure ou en pointe et hors pointe).

service. Quelle que soit la méthode employée, sur la base du coût de service ou d'un mécanisme de réglementation incitative, le résultat reflète essentiellement le coût moyen de desserte.

[41] Un des principaux défis de l'exercice tarifaire réside dans l'allocation des coûts. Celle-ci consiste à répartir de façon équitable et non discriminatoire des coûts fixes et variables entre différents types de consommateurs. Pour ce faire, il faut tenir compte de la répartition des coûts par fonction, soit les coûts liés à la fourniture, au transport et à la distribution de l'électricité et ceux liés aux services à la clientèle. Il faut également répartir les coûts par composante, soit les coûts nécessaires pour répondre aux besoins en puissance, les coûts liés à l'énergie et ceux associés à l'abonnement. Enfin, tous ces coûts doivent être répartis entre les différentes catégories de consommateurs, dont la segmentation est faite en fonction de leur taille, leurs besoins ou l'usage qu'ils font de l'énergie.

[42] Les tarifs doivent effectivement être fixés de telle sorte qu'ils puissent permettre au distributeur, dans des conditions d'affaires normales, de générer des revenus suffisants pour couvrir ses coûts d'opération et de capital, incluant un rendement raisonnable sur les capitaux investis. Ils doivent également transmettre au consommateur un bon signal de prix qui induit une utilisation efficace du service.

[43] À l'étape de la conception des tarifs, il est de pratique courante de calibrer le signal de prix afin que le consommateur perçoive ce qu'il en coûte pour obtenir un kilowattheure (kWh) additionnel. Ce signal de prix est à la fois informatif et incitatif. Il laisse au consommateur le choix de décider s'il maintient, réduit ou déplace sa consommation dans le temps. Un bon signal de prix est essentiel à l'efficacité économique et énergétique.

[44] Ainsi, les prix de l'électricité au Québec sont établis sur la base des coûts moyens, mais la structure des tarifs tente de refléter celle des coûts marginaux afin d'induire les bons choix économiques. La structure tarifaire à tranche progressive qui caractérise les tarifs résidentiels d'Hydro-Québec comporte un prix de la première tranche inférieur au coût moyen et un prix de la seconde tranche plus élevé qui tend vers les coûts évités de long terme. Elle permet de générer les

revenus requis tout en encourageant l'efficacité énergétique et l'efficience économique.

[45] Les principes ou caractéristiques souhaitables d'une structure tarifaire ont été bien définis par James C. Bonbright¹⁵, un auteur faisant autorité en matière de méthodologie de la tarification des services publics. La liste de ces principes, présentée dans le rapport *Tarification de l'électricité*, est la suivante :

TABLEAU 1 PRINCIPES (ATTRIBUTS) DES STRUCTURES TARIFAIRES

Attributs liés au revenu	
1	Efficacité à générer les revenus requis sous un taux de rendement standard et sans expansion indésirable de la base tarifaire ou impacts indésirables sur la qualité et la sécurité.
2	Stabilité et prévisibilité des revenus.
3	Stabilité et prévisibilité des tarifs.
Attributs liés aux coûts	
4	Efficience statique des classes et blocs tarifaires pour décourager les usages abusifs tout en promouvant tous les types et toutes les quantités d'usages, dans (a) les limites des services globaux offerts par la compagnie, et (b) les limites des usages reliés aux autres types de services offerts (services en période de pointe ou creuse ; services de grande ou faible qualité).
5	Reflète de tous les coûts et bénéfices présents et futurs, privés et sociaux, du service fourni (i.e. externalités).
6	Juste allocation des coûts entre les différents types de consommateurs, de manière à éviter des choix arbitraires, pour atteindre une équité (1) <i>horizontale</i> (consommateurs similaires traités également) ; (2) <i>verticale</i> (consommateurs différents traités différemment) ; et (3) <i>anonyme</i> (équité intergénérationnelle).
7	Absence de discrimination induite entre les classes tarifaires (sans interfinancement).
8	Efficience dynamique dans la promotion de l'innovation et dans les réponses économiques aux changements de l'offre et de la demande.
Attributs liés au pragmatisme	
9	Simplicité, certitude, facilité de paiement, économique à recevoir, compréhensible, acceptable pour le public et réaliste.
10	Sans controverse sur son interprétation.

Source : P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 15.

[46] Cette liste des principes de Bonbright présente une vision d'ensemble permettant d'apprécier l'étendue du défi entourant la conception des tarifs. Il est

¹⁵ J. C. Bonbright, A. L. Danielsen, D. R. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, 2^e éd., 1988.

toutefois important de rappeler que ces principes ne sont pas tous d'égale importance et qu'un équilibre doit être recherché.

[47] Bonbright précise d'ailleurs que l'ensemble de ces principes convergent vers trois objectifs prioritaires qu'une structure tarifaire doit respecter :

- permettre de générer les revenus nécessaires pour couvrir les coûts de desserte et assurer la santé financière de l'entreprise;
- favoriser une allocation optimale des ressources;
- être équitable et non discriminatoire¹⁶.

[48] Le rapport *Tarifification de l'électricité* suggère quelques pistes d'amélioration des structures tarifaires chez Hydro-Québec qui ont pour but d'améliorer le signal de prix¹⁷. Il souligne que, sans signal de prix clairement transmis, le second objectif prioritaire, soit l'allocation optimale des ressources, n'est pas assuré. De plus, le rapport estime que le fort accent mis sur la simplicité et le cadre légal concernant l'interfinancement nuisent à l'atteinte du troisième objectif prioritaire visant à ce que les tarifs soient équitables et non discriminatoires.

[49] La simplicité des tarifs d'Hydro-Québec est une caractéristique évidemment souhaitable. À propos du secteur résidentiel, le rapport *Tarifification de l'électricité* souligne :

« Clairement, le tarif d'HQD possède les attributs désirables 9 et 10 des structures tarifaires [...] : la simplicité et l'absence de controverse sur son interprétation.

Le revers de la médaille, cependant, se trouve dans l'information et les signaux de prix qui sont transmis aux consommateurs.

¹⁶ Traduction libre de la Régie à partir de J. C. Bonbright, A. L. Danielsen, D. R. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, 2^e éd. 1988 p. 384 et 385.

¹⁷ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 29 et 30.

[...]

De plus, la structure tarifaire actuelle ne démontre ni une juste allocation des coûts (attribut 6), ni une absence de discrimination (attribut 7) »¹⁸.

[50] Par ailleurs, le rapport de CAEC mentionne que la notion de la simplicité peut être considérée sous deux angles différents : limiter le nombre d'options et le choix des consommateurs ou développer un certain nombre d'options simples à comprendre :

« The concept of simplification can be interpreted as having two dimensions. First, simplification may mean a limitation in the number of rate options that are available to the customer. Arguably, one may wish to offer customers some degree of choice, since customers are diverse in their preferences and end uses. However, portfolio diversity can produce customer uncertainty if options proliferate. Second, simplification may mean ensuring that, for any given retail pricing product option, the customer can readily understand its properties and evaluate its fitness for their particular circumstances »¹⁹.

2.1.2. DIAGNOSTIC ET PISTES DE SOLUTIONS

[51] Il importe de souligner qu'environ 97 % des ventes d'Hydro-Québec sont facturées par le biais de cinq tarifs²⁰ et de contrats spéciaux. Pour la très vaste majorité des consommateurs, il n'y a qu'un seul tarif applicable, témoignant ainsi de la simplicité des structures et options tarifaires.

[52] Il existe également un certain nombre de tarifs spécifiques, lesquels servent à répondre à des besoins particuliers. Ainsi, le tarif DT, applicable aux clients résidentiels et agricoles utilisant un système de chauffage biénergie, répond au

¹⁸ *Ibid.*, p. 26 et 27.

¹⁹ Christensen Associates Energy Consulting, LLC, pièce [C-HQD-0005](#), *Op. cit.*, p. 5.

²⁰ Le tarif domestique D (incluant le DM), les tarifs généraux G, M, et LG, ainsi que le tarif industriel L.

besoin de gestion de la demande en puissance à la pointe du réseau. Le tarif général G-9 répond, quant à lui, au besoin de clients ayant des caractéristiques de consommation distinctes, notamment un faible facteur d'utilisation.

[53] Par ailleurs, le tarif de développement économique (TDÉ) vise à encourager l'implantation de nouvelles installations industrielles ou la réalisation de projets d'expansion d'installations existantes.

[54] Certaines options tarifaires offertes aux clients industriels de grande puissance (tarif L) servent également à répondre à des besoins de gestion de la demande en puissance pour Hydro-Québec, telle l'option d'électricité interruptible, et à des besoins particuliers de la clientèle, tels le rodage de nouveaux équipements, l'option d'électricité additionnelle ou le tarif de maintien de la charge.

[55] Ces diverses options et tarifs répondent à des besoins bien réels d'Hydro-Québec et de la clientèle et sont structurés et calibrés de façon à être profitables pour chacune des parties. Cependant, s'il est souhaitable d'offrir un certain choix aux consommateurs sous la forme d'options tarifaires, il faut limiter la multiplicité des options afin d'éviter la confusion et l'incompréhension de la part de la clientèle.

[56] Selon la Politique énergétique 2030, « les consommateurs doivent opérer une transition énergétique et adapter leur comportement afin de réduire leur besoin d'énergie et de choisir des énergies renouvelables ou à faible émission de [gaz à effet de serre] GES »²¹. Les changements comportementaux constituant l'un des trois piliers d'une transition énergétique réussie, avec l'efficacité énergétique et la substitution énergétique, il apparaît impératif que les consommateurs soient mieux informés par un signal de prix clair, reflétant davantage la vérité des coûts.

[57] La Régie est d'avis que le principe de la simplicité des tarifs en est un d'importance. Cependant, l'accent mis sur la simplicité ne devrait pas se faire au

²¹ Gouvernement du Québec, « [Politique énergétique 2030: L'énergie des Québécois - Source de croissance](#) », 2016, p. 14.

détriment de l'adoption de pratiques innovantes, de souplesse pour certaines clientèles aux besoins particuliers ou de l'envoi d'un signal de prix permettant une meilleure efficacité économique.

[58] Il ressort clairement du rapport *Tarifification de l'électricité* et du rapport de CAEC que les structures et options tarifaires d'Hydro-Québec « *sont plus simples que la plupart des structures étudiées dans ce balisage* »²² mais n'offrent pas autant d'options aux grands clients industriels que d'autres distributeurs d'électricité²³.

Tarifification dynamique

[59] L'offre tarifaire d'Hydro-Québec se caractérise par des tarifs bas et fixes toute l'année, ainsi que par une structure tarifaire simple et compréhensible qui inclut un certain nombre d'options tarifaires et de programmes spécifiques en gestion de la demande et en efficacité énergétique.

[60] Au fur et à mesure que se réalise la transformation des équipements de mesurage qui rend possible de nouvelles façons de transiger avec le client, les distributeurs ajoutent la tarification dynamique à leurs différentes options tarifaires. Celle-ci vise une réduction de la demande à la pointe et répond également aux besoins d'une portion de la clientèle résidentielle et d'affaires qui souhaite participer à l'efficacité économique et en tirer profit. Grâce à un compteur et une sonde de température spécifiques, Hydro-Québec offre depuis les années 80, par le biais du tarif DT, une forme simple de tarification dynamique à ses clients résidentiels et agricoles utilisant un système de chauffage biénergie.

[61] Plusieurs participants à la consultation tenue dans le cadre de l'Avis ont manifesté leur intérêt pour la mise en place d'une forme de tarification dynamique ou d'une variante sous forme de rabais pour effacement à la pointe.

²² P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 39.

²³ Christensen Associates Energy Consulting, LLC, pièce [C-HOD-0005](#), *Op. cit.*, p. iii.

Tarification dynamique²⁴ : La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction de différentes périodes (saison, mois, jour, heure ou en pointe et hors pointe). Les prix reflètent alors la variabilité des coûts d'approvisionnement et, dans certains cas, se déclinent en fonction des périodes de pointe et hors pointe. La tarification dynamique inclut la *tarification différenciée dans le temps* (TDT), la *tarification en temps réel* (TTR) et la *tarification pour période critique* (TPC).

[62] Dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015, le gouvernement du Québec souhaitait voir Hydro-Québec implanter une tarification dynamique, selon la saison et l'heure d'usage. Il précisait que « *ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs* »²⁵. Cette tarification, déjà implantée dans d'autres juridictions, visait plutôt à donner aux consommateurs un outil pour mieux contrôler leur facture d'électricité, tout en constituant un moyen pour réduire la demande à la pointe.

[63] Hydro-Québec expérimentait en 2008, le projet « Heure Juste »²⁶. Deux options étaient offertes dans le cadre du projet pilote. La première consistait en une TDT, appelée tarif Réso, où les prix variaient selon les plages horaires (pointe/hors pointe) et les saisons. La deuxième, appelée Réso+, consistait en une tarification de type TDT - heures critiques incorporant un tarif beaucoup plus élevé pour les 100 heures critiques de la pointe hivernale en plus de la variation selon les plages horaires (pointe/hors pointe) et les saisons.

[64] Selon le rapport final du projet Heure Juste, présenté en 2010, Hydro-Québec constatait, entre autres :

- aucun déplacement de charge significatif entre les périodes chez les clients au tarif Réso;

²⁴ Hydro-Québec, « Compteurs avancés, Rapport de vigie », Dossier R-3579-2005, pièce [HOD-13](#), doc.2. 30 août 2005, p. 9.

²⁵ Gouvernement du Québec, « [L'énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015](#) », p. 57.

²⁶ Hydro-Québec, « Rapport final du projet tarifaire Heure juste », dossier R-3740-2010, pièce [HOD-12](#), doc. 6, 2 août 2010, 49 pages.

- un impact significatif de - 0,27 kW en moyenne par participant durant les périodes critiques pour l'ensemble des villes au tarif Réso+, mais aucun impact significatif pour les périodes de pointe et hors pointe;
- une réduction plus prononcée a été constatée chez la clientèle participante au tarif Réso+ avec afficheur, comparativement à la moyenne des clients au tarif Réso+;
- aucune réduction n'a été notée chez le groupe témoin avec afficheur²⁷.

[65] Hydro-Québec concluait le projet Heure Juste, en 2010, en proposant de ne pas y donner suite pour l'instant. Toutefois, comme elle prévoyait remplacer son parc de compteurs par une infrastructure de mesurage avancé permettant une tarification dynamique optionnelle, elle envisageait d'offrir une telle option aux clients résidentiels dès la fin de son déploiement. Enfin, elle croyait « *nécessaire l'offre d'une tarification dynamique dans le contexte d'une pénétration possible des véhicules électriques, afin de favoriser la recharge durant les périodes hors pointe* »²⁸.

[66] Des investissements majeurs ont été faits chez Hydro-Québec au cours des dernières années afin d'implanter cette infrastructure de mesurage avancé. La Régie est d'avis qu'il importe d'accroître la rentabilité de ces investissements en exploitant au maximum les nouvelles avenues qu'offre cette infrastructure.

[67] D'ailleurs, selon les données de l'EIA²⁹ aux États-Unis, parmi les clients chez qui une infrastructure de mesurage avancé a été installée, 87 % ont accès à un tarif dynamique qui utilise ces fonctionnalités. Parmi ceux-ci, 17 % s'y sont abonnés.

[68] Parmi les types de tarification dynamique, les tarifs variables en fonction des coûts d'approvisionnement (tarification en temps réel, tarification selon la pointe critique et rabais selon la pointe critique) représentaient 37 % de l'ensemble

²⁷ *Ibid.*, p. 45.

²⁸ Hydro-Québec, « Stratégie tarifaire », dossier R-3740-2010, pièce [HDQ-12](#), doc. 2, 2 août 2010, p. 12.

²⁹ US Energy Information Administration (EIA), « [Electric power sales, revenue, and energy efficiency Form EIA-861 detailed data files](#) », site internet consulté le 22 novembre 2016.

des structures tarifaires offertes, tandis que les tarifs variant selon les heures du jour occupaient l'autre 63 %.

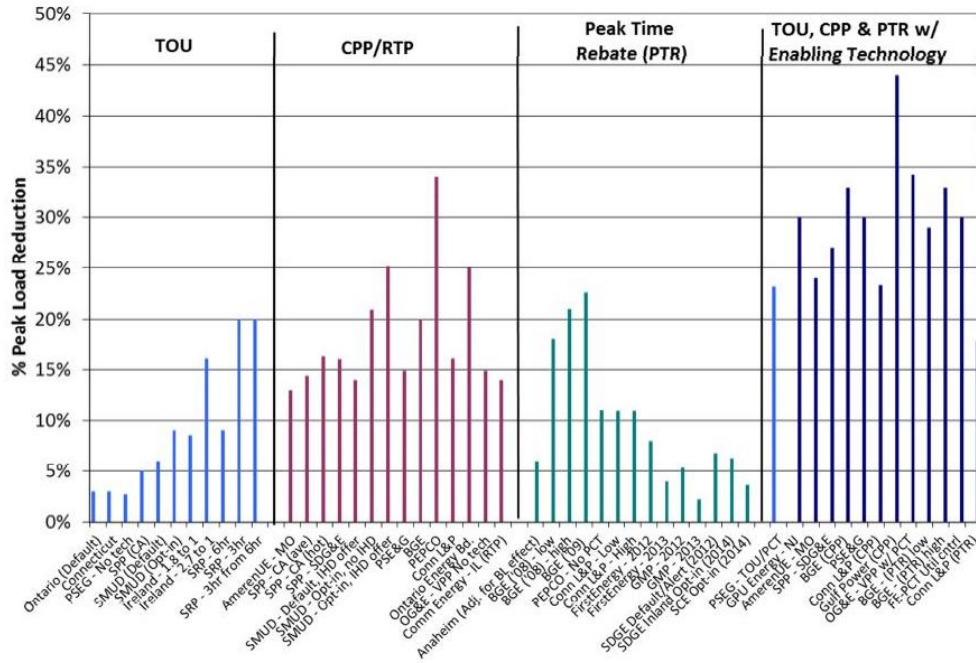
[69] Les résultats de l'expérience pilote de TDT selon les plages horaires et les saisons (tarif Réso) n'ont pas été concluants, puisque aucun déplacement significatif de charge entre les périodes n'a été constaté. En élargissant à un trop grand nombre d'heures « en pointe », comme le fait une TDT, l'écart entre les prix en période de pointe et hors pointe s'en trouve affaibli, diminuant ainsi l'incitatif pour les clients.

[70] Selon Hydro-Québec, les déplacements de charge des clients ne lui sont véritablement utiles que pour un nombre limité d'heures au cours de l'hiver, soit moins de 100 heures³⁰. Les résultats de la TDT - heures critiques (tarif Réso+) ont toutefois été plus encourageants. De plus, les résultats du tarif Réso+ avec afficheur démontraient déjà qu'une technologie informative, même minimale comme à l'époque, influençait positivement la réponse au signal de prix des consommateurs.

[71] La Régie considère, à l'instar des experts consultés qu'une option de tarification dynamique de type « heures critiques » s'appuyant sur de nouvelles technologies en matière de domotique et d'applications informatives pourrait s'avérer bénéfique. Elle permettrait une réduction de la demande à la pointe pour Hydro-Québec en échange d'une réduction de la facture des consommateurs ayant la volonté et la capacité de réduire leur consommation durant les heures critiques pour le réseau.

³⁰ Hydro-Québec, « Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignement n° 1 de la Régie », dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0009](#), 27 janvier 2017, p. 7.

GRAPHIQUE 1
RÉDUCTIONS DE LA PUISSANCE DE POINTE ATTRIBUABLE
À LA TARIFICATION DYNAMIQUE³¹



Source : Christensen Associates Energy Consulting, LLC, pièces [C-HQD-0005](#), Op. cit., p. 26.

[72] Selon le graphique 1, l’ajout de technologies habilitantes à une tarification dynamique accentue significativement la réponse des consommateurs au signal de prix et se traduit par une réduction plus marquée de la demande à la pointe.

[73] L’introduction d’une option de tarification dynamique – heures critiques permettrait une allocation optimale des ressources, en transmettant aux consommateurs un signal de prix clair reflétant la vérité des coûts.

[74] C’est en effet durant une centaine d’heures par année, pendant les périodes de pointe hivernales, que le coût d’approvisionnement en électricité au Québec

³¹ TOU – (Time of Use) : TDT – Tarification différenciée dans le temps; CPP – (Critical Peak Pricing) : TPC – Tarification pour périodes critiques; RTP – (Real Time Pricing) : TTR – Tarification en temps réel; PTR – (Peak Time Rebate) correspond à CE – Crédit pour effacement.

augmente considérablement. Toute réduction de la demande durant ces heures serait bénéfique pour Hydro-Québec et pour l'ensemble de la clientèle.

[75] Une option de tarification dynamique – heures critiques aurait également pour effet de stimuler au Québec l'innovation technologique, le développement de solutions et d'entreprises offrant des services et produits permettant une gestion dynamique et optimale de la consommation d'électricité.

[76] Elle pourrait également permettre aux consommateurs résidentiels et aux entreprises ayant la capacité de déplacer une partie de leur consommation en dehors des heures critiques pour la gestion du réseau de réduire leur facture énergétique et ainsi, dans le cas des entreprises, d'améliorer leur compétitivité.

Piste de solution 1. Demander à Hydro-Québec de présenter des propositions d'options volontaires de tarification dynamique – heures critiques accessibles à toutes les catégories de consommateurs en vue d'une mise en application débutant à l'hiver 2018-2019.

[77] Pour être efficace et atteindre ses objectifs, la structure tarifaire des options de tarification dynamique doit s'appuyer sur une étude détaillée des coûts marginaux pendant les heures de plus grande charge.

2.1.3. TARIFICATION DE LA PUISSANCE

[78] Selon le balisage présenté, Hydro-Québec est le seul distributeur à avoir une composante de facturation des appels de puissance aux tarifs résidentiels. Cependant, le seuil à partir duquel cette prime à la puissance s'applique est relativement élevé, soit lorsque les besoins du client excèdent 50 kW. Très peu de consommateurs sont donc touchés par cette particularité de la tarification d'Hydro-Québec, soit environ 6 900 clients.

[79] Pour être efficace, un signal de prix doit être clair et bien compris par le client. C'est à ces conditions que ce dernier peut réagir en adaptant notamment la gestion de son appel de puissance. La détermination par Hydro-Québec d'un seuil de facturation de la puissance, actuellement à 50 kW, est l'expression de l'un de ces signaux.

[80] Le rapport *Tarifification de l'électricité* recommande d'appliquer une prime de puissance à l'ensemble des clients résidentiels. Il s'agit d'un concept difficile à interpréter et à gérer pour la majorité de cette clientèle.

[81] Une alternative à la proposition des experts pourrait prendre la forme d'une réduction graduelle du seuil d'application de la prime de puissance. Par exemple, le seuil passerait de 50 kW à 40 kW, ou 30 kW, pour tous les tarifs D, DP, DM, DT et G, ce qui ne ciblerait que les plus grands consommateurs de ces catégories. Selon Hydro-Québec, le nombre d'abonnements facturés en puissance, tous tarifs et usages confondus, augmenterait de près de 11 500 si le seuil de facturation de la puissance passait de 50 kW à 40 kW, et de près de 92 000 s'il passait de 50 kW à 30 kW³².

[82] À ces niveaux d'appels de puissance relativement élevés, les clients visés, qui paieraient alors une prime de puissance, pourraient rentabiliser beaucoup plus rapidement des investissements en technologie de gestion de la charge. Une telle approche pourrait se justifier dans la mesure où elle ne s'adresserait qu'à une petite portion de la clientèle résidentielle, soit les plus grands consommateurs. De tels investissements seraient en revanche moins rentables pour les plus petits consommateurs. Rappelons que pour l'ensemble de la clientèle résidentielle, la moyenne de l'appel de puissance coïncidant à la pointe du réseau est en deçà de 5,5 kW pour les clients aux tarifs D et DM, alors qu'elle est d'environ 58,9 kW pour les clients au tarif DP³³.

[83] Considérant que la gestion de la puissance à la pointe constitue un défi grandissant, en raison notamment de la hausse anticipée des coûts évités en

³² Hydro-Québec, « Réponses d'Hydro-Québec Distribution à l'engagement numéro 1 », dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-15](#), 23 février 2017, p. 3 et 4.

³³ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 16.

puissance de 20 \$/kW-hiver en 2016-2017 à 108 \$/kW-hiver en 2025-2026, il apparaît souhaitable d'élargir l'offre tarifaire d'Hydro-Québec afin de répondre à cet enjeu³⁴.

[84] L'abaissement du seuil d'application de la prime de puissance est une mesure envisageable qui permettrait un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes et favoriserait une meilleure gestion de la puissance à la pointe. Une telle mesure demande toutefois de plus amples études et analyses. La Régie ne privilégie pas cette piste de solution à court terme.

2.2. INTERFINANCEMENT

[85] Selon Bonbright, le troisième objectif prioritaire que devrait rechercher toute structure tarifaire est d'être équitable et non discriminatoire. Ceci implique, conformément aux meilleures pratiques tarifaires, que le revenu généré par les tarifs applicables à une catégorie de consommateurs devrait refléter le coût attribuable à sa desserte.

[86] Ce principe s'accompagne d'un corollaire, à savoir que la réglementation devrait favoriser une évolution des tarifs de chaque catégorie de consommateurs qui reflète l'évolution des coûts alloués à chacune de ces catégories. Ainsi, le principe de respect de la vérité des coûts est au cœur du rôle que doit jouer le régulateur lorsqu'il fixe les tarifs.

2.2.1. CADRE LÉGAL

[87] La Régie fixe les tarifs d'électricité en s'appuyant sur un ensemble de critères établis par sa loi constituante.

³⁴ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), dossier tarifaire 2017-2018, p. 60.

[88] L'article 5 de la Loi précise d'abord que :

« [...] la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif ».

[89] Cette disposition constitue une toile de fond dont la Régie tient compte dans l'exercice de ses compétences.

[90] Lorsque la Régie fixe un tarif d'électricité, ce dernier doit être juste et raisonnable. De plus, elle doit procéder à cet exercice en s'assurant du respect des ratios financiers. Les tarifs ne doivent toutefois pas prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses que nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité d'Hydro-Québec, ainsi que le développement normal de son réseau ou d'assurer un rendement raisonnable sur la base de tarification. Enfin, la Régie établit un mécanisme de réglementation incitative visant l'amélioration continue de la performance et de la qualité du service, une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et à Hydro-Québec ainsi que l'allégement du processus par lequel sont fixés les tarifs d'électricité³⁵.

[91] À ces critères, s'ajoutent également ceux de la stabilité des tarifs et du respect de la vérité des coûts. À plusieurs reprises, la Régie s'est montrée préoccupée par les impacts possibles de mesures tarifaires sur la stabilité des tarifs des différentes clientèles et a tenté de minimiser des hausses qui auraient pu se qualifier de chocs tarifaires, notamment en répartissant la récupération de certains coûts sur plus d'une année.

³⁵ Articles 48.1, 49 et 52.1 de la Loi.

[92] En ce qui concerne plus précisément le critère du respect de la vérité des coûts, le cadre juridique québécois se distingue de ce que l'on retrouve dans les autres juridictions.

[93] En effet, en vertu du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi, la Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs dans le seul but d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables aux différentes catégories de consommateurs.

[94] Dans d'autres juridictions, en l'absence d'une telle disposition, les régulateurs, lorsqu'ils fixent les tarifs, visent généralement à les faire tendre vers le coût de desserte de chacune des catégories de consommateurs³⁶. Mais comme la fixation des tarifs doit satisfaire à de multiples critères et principes, difficilement compatibles, il n'est pas rare d'observer des tarifs qui comportent un certain degré d'interfinancement.

2.2.2. NIVEAUX D'INTERFINANCEMENT EN ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

[95] À la suite de la hausse uniforme de 0,7 % de ses tarifs, autorisée au 1^{er} avril 2017, Hydro-Québec présente au tableau 2 les indices d'interfinancement qui en découlent.

³⁶ Hydro-Québec, « Rapport », dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), 20 décembre 2016, p. 15.

TABLEAU 2
INDICES D'INTERFINANCEMENT AU 1^{ER} AVRIL 2017

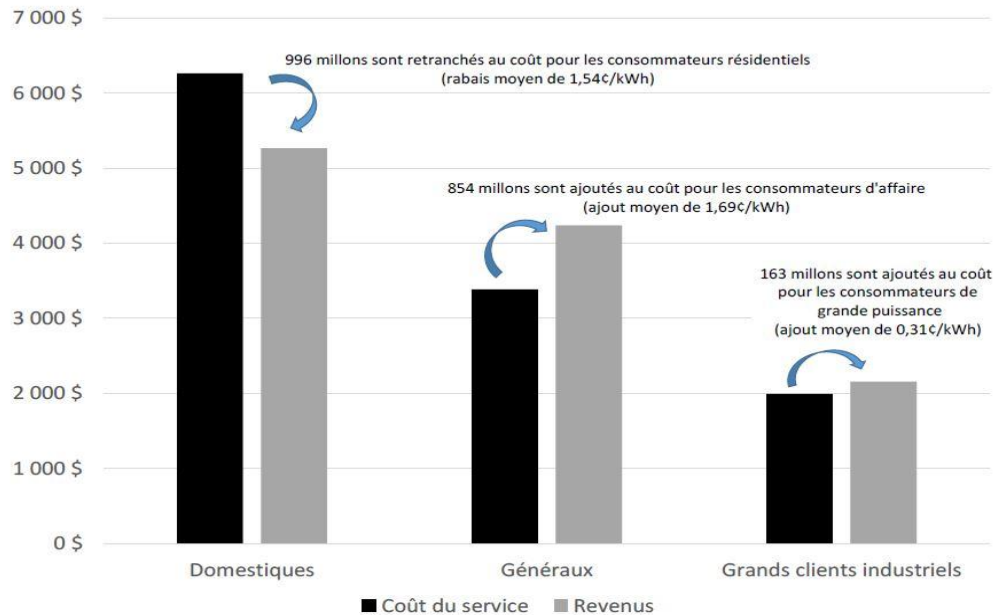
Catégorie de consommateurs	Indices d'interfinancement
Domestiques	84,0
Généraux	
Tarif G (petite puissance)	119,4
Tarif M (moyenne puissance)	131,0
Tarif LG (grande puissance)	108,5
Grands industriels (Tarif L)	113,4

Source : Hydro-Québec, « Répartition du coût de service autorisé 2017 », R-3980-2016, pièce [B-0203](#), 14 mars 2017, p. 13.

[96] On peut donc constater que les tarifs applicables à la catégorie domestique permettent de recouvrer 84 % des coûts de fourniture, de transport et de distribution de l'électricité qui leur sont attribuables. En conséquence, les autres catégories de consommateurs sont assujetties à des tarifs qui génèrent davantage de revenus que les coûts dont elles sont responsables. Cette couverture excédentaire varie de 113,4 % chez les grands clients industriels (Tarif L) à 131 % pour les clients du tarif de moyenne puissance (tarif M).

[97] Selon le rapport *Tarifification de l'électricité* et tel qu'illustré au graphique 2, les clients des tarifs domestiques bénéficient d'un avantage de l'ordre d'un milliard de dollars par année. Environ 850 M\$ de cet interfinancement proviennent des clients des tarifs généraux de petite, moyenne et grande puissance (Tarifs G, M et LG). L'autre 150 M\$ est fourni par les grands clients industriels (Tarif L).

GRAPHIQUE 2
L'INTERFINANCEMENT EN DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (EN M\$)

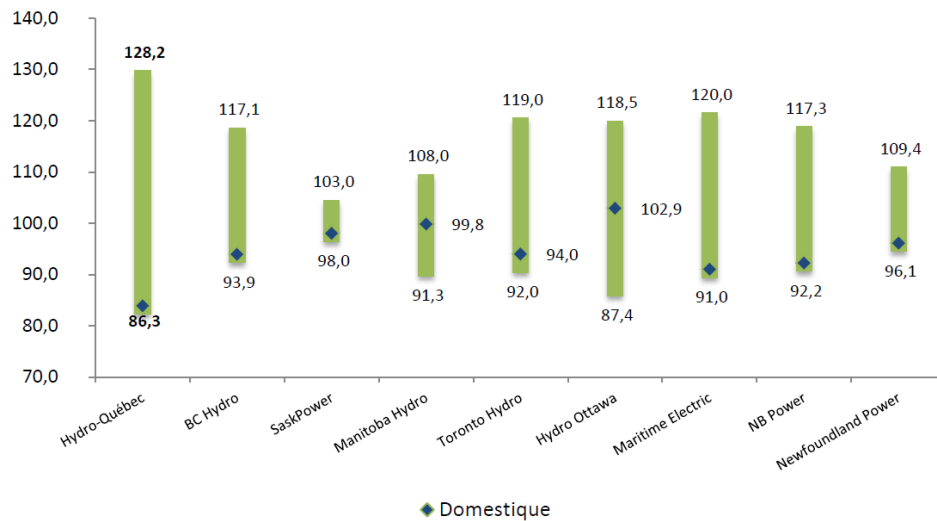


Source : *Rapport Tarification de l'électricité.*

[98] Comme mentionné précédemment, on peut observer un certain niveau d'interfinancement entre les tarifs dans plusieurs autres juridictions. Toutefois, parmi les juridictions canadiennes étudiées, la Régie constate, d'une part, que l'interfinancement n'est pas toujours en faveur des tarifs résidentiels et, d'autre part, que l'écart entre les catégories de consommateurs n'est pas aussi élevé qu'il l'est au Québec. Ces constats sont présentés au graphique 3.

GRAPHIQUE 3

ÉCHELLES D'INDICES D'INTERFINANCEMENT DE DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ CANADIENS AU 1^{ER} AVRIL 2016



Source : Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HOD-004](#), 20 décembre 2016, p. 17.

[99] Au 1^{er} avril 2016, on note qu'au Québec, les indices d'interfinancement oscillaient entre 86,3 et 128,2³⁷, alors qu'en Saskatchewan, par exemple, ils variaient entre 98 et 103. La Régie constate que l'indice d'interfinancement le plus faible est observé chez Hydro-Québec (86,3) et que c'est également au Québec où la fourchette des indices est la plus étendue, soit un écart de 41,9 points entre les valeurs minimale et maximale. L'écart moyen observé dans les autres juridictions canadiennes est deux fois moins grand, soit de 21,3 points.

[100] Au Manitoba, l'indice d'interfinancement des tarifs domestiques est évalué à 99,8, soit la quasi-parité entre coûts et tarifs. Par ailleurs, on observe que chez Manitoba Hydro, Toronto Hydro et Hydro Ottawa, les indices d'interfinancement des tarifs domestiques ne sont pas les plus bas de la fourchette. C'est donc dire que, dans ces juridictions, d'autres catégories de consommateurs que la catégorie domestique bénéficient davantage de l'interfinancement. Cependant, seule Hydro

³⁷ L'année 2016 n'est pas représentative des dernières années. De 2007 à 2017, l'indice d'interfinancement des consommateurs résidentiels se chiffrait en moyenne à 83,5 au Québec.

Ottawa offre à ses clients de la catégorie domestique des tarifs dont l'indice d'interfinancement est supérieur à 100.

[101] Ainsi, bien que la notion d'interfinancement entre catégories de consommateurs ne soit pas propre au Québec, la Régie constate que c'est ici que les écarts entre catégories sont les plus marqués et que l'avantage en faveur de la catégorie domestique est le plus important.

[102] Ce qui distingue également le Québec en matière d'interfinancement des tarifs d'électricité, c'est que le quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi ne permet pas à la Régie de modifier les tarifs dans le seul but d'atténuer l'interfinancement.

2.2.3. PISTES DE SOLUTIONS

[103] Dans sa décision D-2007-12³⁸, la Régie s'est prononcée sur l'interprétation du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi et concluait que :

« Au strict plan de l'interprétation législative, si la Loi dit que la Régie "ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs", cela signifie, a contrario, que la Régie peut le faire pour d'autres motifs. [...] ».

[104] Dans cette même décision, la Régie précisait que dans certaines circonstances, des ajustements tarifaires différenciés par catégories de consommateurs en fonction de la variation des coûts pourraient être considérés :

« La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans

³⁸ Dossier [R-3610-2006](#), Demande d'Hydro-Québec relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008, p. 92.

le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs "dans une perspective de développement durable" [note de bas de page omise].

[...]

Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique »³⁹.

[nous soulignons]

[105] À la suite de cette décision, le gouvernement du Québec a émis le décret 1164-2007 indiquant à la Régie :

« [...] de favoriser une évolution équilibrée des tarifs d'électricité entre catégories de consommateurs ; [...] que, lors de la fixation des tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires entre les catégories de consommateurs soient répartis de manière à assurer une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs »⁴⁰.

[106] Ainsi, la Régie est d'avis que l'application cohérente de plusieurs articles de la Loi suggère de considérer la vérité des coûts et, en conséquence lui permet, lorsque les circonstances s'y prêtent, de procéder à des ajustements tarifaires différenciés qui reflètent l'évolution des coûts de desserte de chaque catégorie de consommateurs. Selon les particularités propres à chaque dossier tarifaire,

³⁹ Dossier R-3610-2016, décision [D-2007-012](#), p. 93 et 94.

⁴⁰ Gouvernement du Québec, [Décret 1164-2007](#).

l'adoption d'ajustements différenciés pourrait, de façon incidente, modifier l'interfinancement entre les catégories de consommateurs.

[107] La Régie a d'ailleurs réaffirmé cette interprétation dans sa décision D-2008-024 :

« Selon la Régie, le décret n'empêche pas de procéder à une modification différenciée des tarifs de façon à donner le bon signal de prix. Il invite la Régie à ne pas le faire de façon brusque et déséquilibrée »⁴¹.

[108] La Régie considère qu'il est raisonnable, en s'appuyant sur les meilleures pratiques réglementaires, que, lorsqu'elle fixe les tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires entre les catégories de consommateurs tiennent compte du principe de la vérité des coûts encourus, tout en préservant la stabilité des tarifs.

[109] Des ajustements tarifaires reflétant la variation des coûts des différentes catégories de consommateurs pourraient se traduire, au fil du temps, par une certaine atténuation de l'interfinancement entre les catégories.

[110] En effet, basé sur l'historique des 11 dernières années, soit de 2007 à 2017, la Régie estime que des ajustements tarifaires différenciés reflétant exactement les variations de coûts attribuables à chaque catégorie de consommateurs auraient entraîné à terme, soit après 11 ans, des hausses tarifaires cumulatives de 1,5 % inférieures pour les grands clients industriels au tarif L et de 6,5 % inférieures pour les clients du tarif M, ainsi que des hausses supérieures de 0,8 % pour les clients du tarif G et de 3,7 % pour les clients des tarifs résidentiels. En moyenne, sur 11 ans, cette hausse tarifaire cumulative pour les clients des tarifs résidentiels aurait correspondu à un ajustement annuel de 0,3 %.

[111] La Régie est d'avis qu'il y a lieu de tenir compte du principe de la vérité des coûts en considérant des ajustements tarifaires différenciés qui reflètent l'évolution des coûts de desserte de chaque catégorie de consommateurs. Un

⁴¹ Dossier R-3644-2007, décision [D-2008-024](#), p. 120.

décret pourrait réaffirmer l'importance de ce principe dans l'établissement des tarifs.

Piste de solution 2. Considérer un décret de préoccupations afin que, lors de la fixation des tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires propres à chaque catégorie de consommateurs soient établis de manière à refléter la vérité des coûts.

[112] Dans son rapport, Hydro-Québec souligne :

« Plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement pourrait permettre de tenir compte des enjeux inhérents à chaque catégorie de consommateurs et d'assurer un meilleur reflet des coûts. Toute correction de l'interfinancement, même partielle, permettrait de dégager une marge de manœuvre plus grande pour améliorer l'avantage concurrentiel des tarifs généraux et industriel »⁴².

[113] En fonction de l'évolution observée des indices d'interfinancement, si une démarche plus significative était souhaitée, il faudrait alors envisager une modification législative permettant la mise en place d'un objectif de réduction de la fourchette des indices d'interfinancement.

[114] Pour atteindre un tel objectif, la Régie devrait déterminer chaque année, en plus des ajustements tarifaires permettant l'atteinte du revenu requis d'Hydro-Québec et respectant l'évolution des coûts de chaque catégorie de consommateurs, les ajustements tarifaires requis pour corriger graduellement le degré d'interfinancement entre les tarifs. Cependant, ces derniers ajustements ne pourraient être envisagés sans la modification du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi.

⁴² Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. cit.*, p. 9.

Piste de solution 3. Après évaluation des résultats d'application d'ajustements tarifaires reflétant la vérité des coûts, envisager la modification du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi afin de permettre à la Régie de disposer de plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement.

[115] Plus de souplesse à l'égard de l'interfinancement pourrait permettre, lorsque les circonstances s'y prêtent, de corriger les tarifs afin qu'ils reflètent mieux la vérité des coûts, d'améliorer le signal de prix et de favoriser l'équité et la non-discrimination, tout en continuant à prendre en considération les autres dispositions qui assurent la stabilité des tarifs.

[116] Toutefois, tenant compte de l'ampleur actuelle de la fourchette des indices ainsi que de l'importance historique de l'interfinancement dans le contexte énergétique québécois, la Régie ne considère pas que son abolition complète soit souhaitable ou envisageable dans un horizon prévisible.

[117] D'ailleurs, à cet égard, la Régie juge important de rappeler que la Loi ne lui impose aucune contrainte ou directive particulière en matière d'interfinancement lorsqu'elle fixe les tarifs des distributeurs de gaz naturel. Pourtant, les tarifs de Gaz Métro et de Gazifère comportent tous deux un certain degré d'interfinancement en faveur des clients résidentiels.

[118] Historiquement, lorsqu'elle a fixé les tarifs des distributeurs de gaz naturel, la Régie a appliqué des ajustements tarifaires modifiant l'interfinancement, lorsqu'elle le jugeait nécessaire et opportun. Cependant, bien que l'absence d'interfinancement soit une cible idéale, son atteinte n'a jamais eu préséance sur les objectifs prioritaires de fixation des tarifs⁴³. En cette matière, la Régie fait face aux mêmes défis que tous les régulateurs.

[119] La Régie a simulé l'impact d'un objectif de réduction graduelle de 15 % à l'horizon 2030 de l'interfinancement dont bénéficient les tarifs domestiques. Cet objectif se traduirait par un transfert de revenus de l'ordre de 150 M\$ vers les

⁴³ Voir section [2.1.1](#) du présent Avis.

tarifs généraux, qui permettrait d'atténuer sensiblement l'interfinancement assumé par les clients du tarif L et d'entamer une réduction appréciable de l'indice du tarif M.

[120] Réparti sur une douzaine d'années, l'impact de ce transfert sur les tarifs résidentiels serait inférieur à 0,25 % par année. Pour un client résidentiel chauffé tout-à-l'électricité dont la consommation moyenne est de 18 784 kWh/an, l'ajustement se traduirait par une hausse de facture inférieure à 4 \$ par année. Au terme de la douzième année, la facture annuelle de ce client serait majorée d'environ 45 \$.

[121] Il importe cependant de noter que tout ajustement tarifaire visant à corriger les indices d'interfinancement s'applique en sus des ajustements requis pour refléter l'évolution des coûts de desserte de chaque catégorie de consommateurs. Ainsi, afin d'éviter des chocs tarifaires, la Régie considère que tout ajustement visant à réduire le degré d'interfinancement, même partiel, devrait être considéré sur un horizon de long terme.

2.3. COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS INDUSTRIELS

[122] Dans certains secteurs d'activité économique, chez certains grands clients industriels notamment, le coût de l'électricité représente une part importante des dépenses d'exploitation. Des tarifs d'électricité plus élevés peuvent affecter la compétitivité de certains secteurs industriels québécois soumis à la concurrence internationale.

[123] Pour les grandes industries exposées à la concurrence internationale dans leurs secteurs d'activités respectifs, l'avantage comparatif que peut comporter un environnement d'affaires donné ne se limite pas qu'à l'offre de tarifs d'électricité avantageux. En effet, les tarifs d'électricité ne sont qu'une des composantes qui président à la prise de décision d'investissements des grandes entreprises industrielles.

[124] De façon générale, les principaux facteurs qui influencent les décisions d'établissement et d'investissement de ces entreprises industrielles peuvent être classés en cinq catégories majeures :

- les conditions de marché et la demande pour le produit;
- les cadres politique et législatif;
- la fiscalité et l'environnement économique;
- les caractéristiques de la localisation (matières premières, infrastructures, main-d'œuvre, proximité du marché de vente, etc.);
- les approvisionnements énergétiques.

[125] Selon le rapport *Compétitivité des tarifs électriques industriels*⁴⁴, les tarifs industriels et les divers rabais qui leur sont directement associés ne constituent pas nécessairement le plus important facteur d'expansion ou de maintien des activités des entreprises œuvrant dans les grands secteurs industriels.

[126] En effet, « l'attractivité économique d'une juridiction dépend d'un large éventail de paramètres. Les décisions d'affaires se prennent sur la rentabilité globale d'un projet et non uniquement sur les tarifs d'électricité, et ce, même si l'électricité de certaines entreprises en est la principale dépense »⁴⁵.

[127] Toutefois, et comme l'indique Hydro-Québec, « des tarifs d'électricité [...] stables et prévisibles, la disponibilité des approvisionnements et la fiabilité de l'alimentation électrique, sont des facteurs d'importance »⁴⁶.

[128] Si la stabilité et la prévisibilité des coûts de l'énergie sont importantes pour toutes les catégories de clients, elles le sont davantage pour les grands consommateurs d'énergie dont les décisions d'investissement reposent pour beaucoup sur la capacité à prévoir et à minimiser les risques.

⁴⁴ Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », Rapport final remis à la Régie le 16 décembre 2016, pièce [A-0009](#), 117 pages.

⁴⁵ *Ibid.*, p. 1.

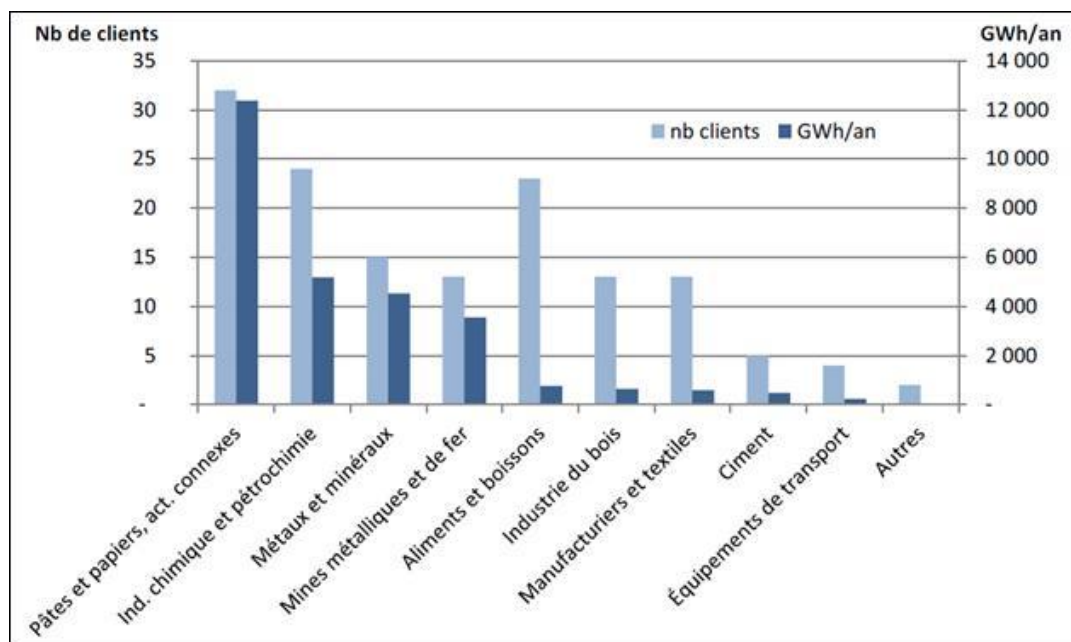
⁴⁶ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. cit.*, p. 57.

2.3.1. TARIF DE GRANDE PUISSANCE (TARIF L)

[129] Les grands clients industriels d'Hydro-Québec, les plus susceptibles d'être soumis à la concurrence internationale sont facturés au tarif de grande puissance (tarif L). Ils peuvent aussi, dans certains cas, être facturés en vertu de contrats spéciaux.

[130] Le tarif L s'applique à un abonnement lié principalement à une activité industrielle, soit l'ensemble des actions assurant la fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou de denrées, ou l'extraction de matières premières. En 2017, on compte quelques 127 clients industriels assujettis au tarif L, pour des ventes annuelles prévues de 26,6 TWh⁴⁷.

GRAPHIQUE 4
RÉPARTITION DES VENTES ET DES CLIENTS AU TARIF L PAR SECTEURS D'ACTIVITÉS



Source : Hydro-Québec, « Rapport », dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), 20 décembre 2016, p. 45.

⁴⁷ Hydro-Québec, « Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2017 », dossier R-3980-2016, pièce [B-0012](#), 28 juillet 2016, p. 8.

Compétitivité du tarif L

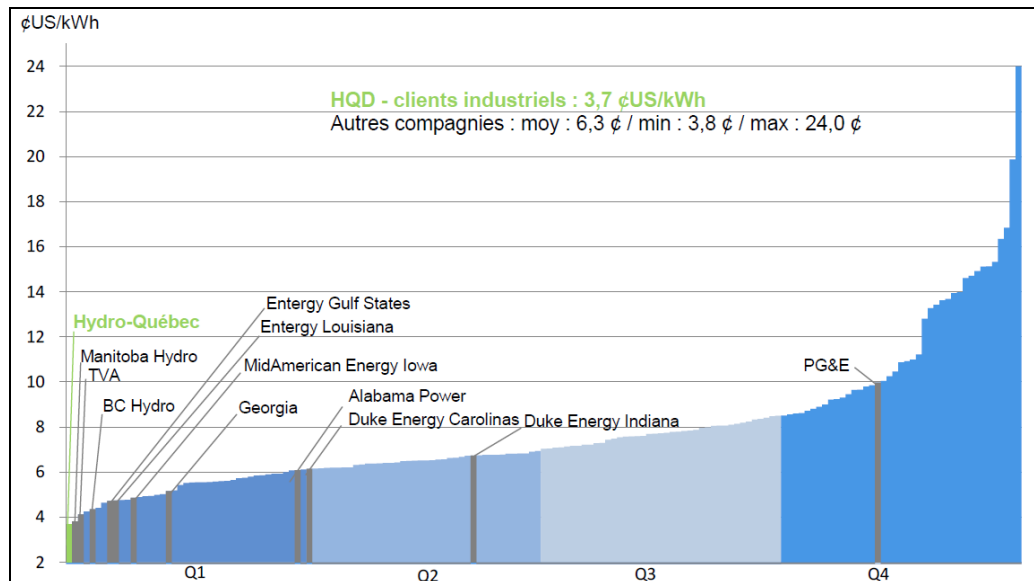
[131] Le balisage présenté dans le rapport *Compétitivité des tarifs électriques industriels* s'appuie sur l'identification des secteurs d'activités composés d'industries à forte intensité énergétique et des principales juridictions du monde en concurrence directe avec le Québec, ainsi que sur une analyse comparative des tarifs industriels moyens.

[132] Selon ce rapport, le tarif L est l'un des plus compétitifs et affiche une croissance constante, mais inférieure à celle des autres juridictions.

[133] En Amérique du Nord, le prix moyen payé par les grands clients industriels d'Hydro-Québec est de 3,7 ¢US/kWh, alors qu'il se situe en moyenne à 6,3 ¢US/kWh dans les autres juridictions⁴⁸. Sur la scène mondiale, l'avantage du Québec ressort clairement, alors que le tarif L arrive au troisième rang derrière les tarifs industriels de la Norvège et de la Chine (région de Gansu).

⁴⁸ Le prix de 3,7 ¢US/kWh est notamment pondéré par les ventes aux contrats spéciaux dont le tarif moyen payé par les clients qui y sont assujettis est de 2,7 ¢US/kWh.

GRAPHIQUE 5
TARIFS INDUSTRIELS EN AMÉRIQUE DU NORD – PRIX MOYENS POUR LA PÉRIODE
DE 12 MOIS SE TERMINANT LE 30 JUIN 2016



Source : Hydro-Québec, selon les données de l'Edison Electric Institute⁴⁹.

[134] Bien que le tarif L soit généralement compétitif par rapport au tarif équivalent dans d'autres juridictions, la Régie note toutefois que l'écart historique observé entre celui-ci et les autres tarifs industriels à l'étude s'est rétréci entre les années 2002 et 2015, notamment avec ceux offerts dans certains États américains.

[135] Cette situation s'explique principalement par la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de cette période et par l'abondance du gaz de schiste qui a fait pression à la baisse sur les prix de l'électricité transigée sur les marchés énergétiques⁵⁰.

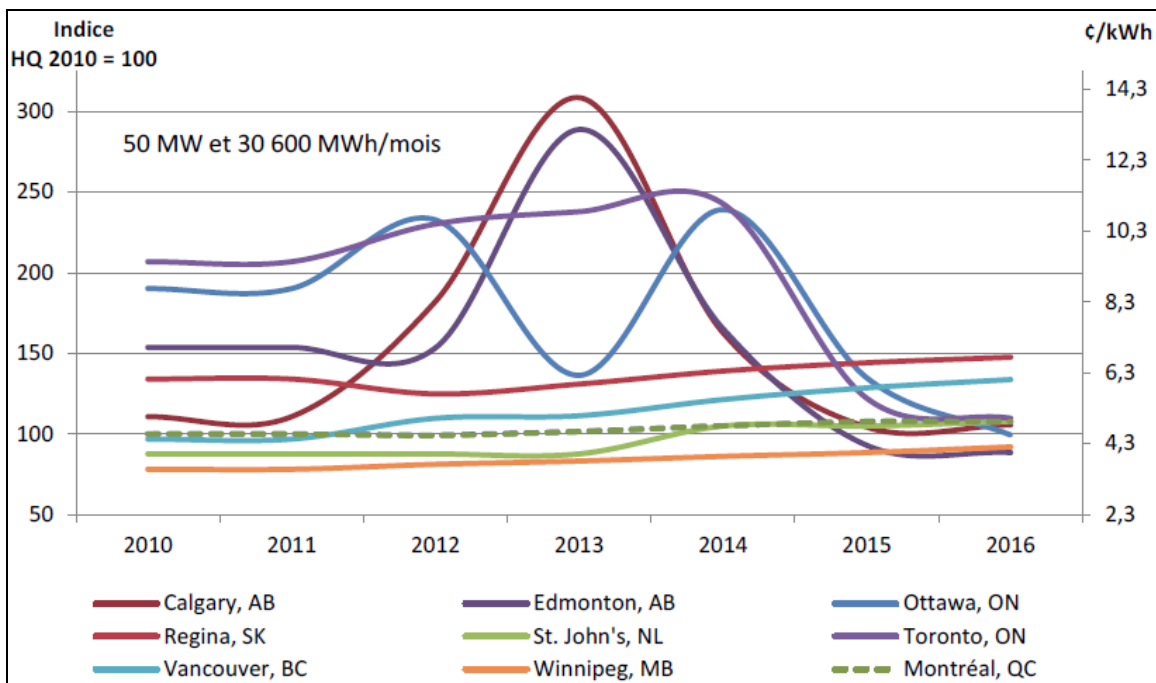
[136] Le coût de production d'électricité des centrales alimentées au gaz naturel a aussi été affecté par les variations de prix du gaz naturel sur les marchés canadiens

⁴⁹ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. cit.*, p. 50.

⁵⁰ Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », pièce [A-0009](#), *Op. cit.*, p. 76.

qui ont également influencé les prix d'électricité. À cet égard, le graphique 6 présente l'évolution, sur la période 2010 à 2016, des prix moyens payés⁵¹ par les grands clients industriels situés dans différentes juridictions canadiennes.

GRAPHIQUE 6
ÉVOLUTION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ DANS DIFFÉRENTES JURIDICTIONS CANADIENNES⁵²



Source : Hydro-Québec⁵³.

[137] Quant à la comparaison à l'échelle internationale, le graphique 7 présente l'évolution, sur la période 2002 à 2015, des tarifs électriques industriels moyens offerts dans différentes juridictions où les industries sont en concurrence avec celles du Québec. Les tarifs présentés au graphique sont tirés de données publiques et ne reflètent pas entièrement le prix moyen de l'électricité payé par les industries dans les différentes juridictions.

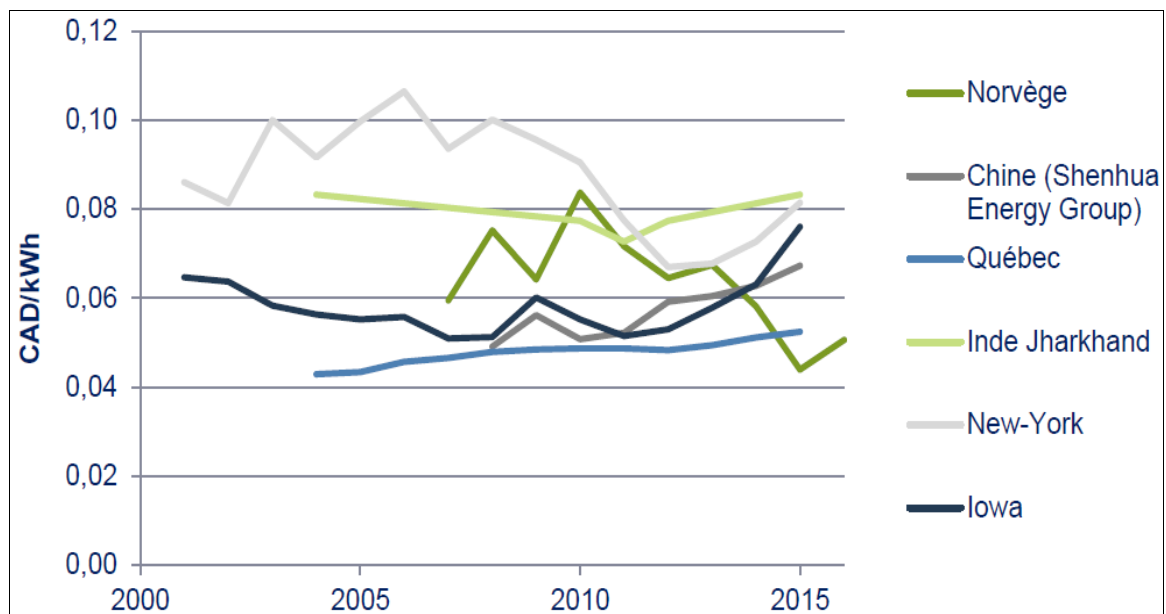
⁵¹ Les prix moyens payés sont basés sur les tarifs publiés et affichés.

⁵² Pour un client industriel dont le profil de consommation est le suivant : 50 MW et 30 600 MWh/mois.

⁵³ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. cit.*, p. 49.

[138] On constate que l'avantage comparatif du tarif L s'est légèrement effrité au cours des 15 dernières années par rapport aux tarifs industriels offerts sur les marchés nord-américains et internationaux. Toutefois, il demeure toujours parmi les plus bas de la fourchette.

GRAPHIQUE 7
ÉVOLUTION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ DANS DIFFÉRENTES JURIDICTIONS⁵⁴



Source : Rapport *Compétitivité des tarifs électriques industriels*⁵⁵.

[139] En ce qui a trait à l'évolution du tarif industriel offert en Norvège, la baisse enregistrée ces dernières années résulte d'un contexte de surplus énergétique. Toutefois, selon le rapport *Compétitivité des tarifs électriques industriels*, cette tendance s'est récemment inversée puisque le tarif industriel norvégien a augmenté au cours du premier semestre de l'année 2016⁵⁶.

⁵⁴ Tarif industriel moyen en dollar canadien nominal par kilowattheure.

⁵⁵ Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », pièce [A-0009](#), *Op. cit.*, p. 75.

⁵⁶ *Ibid.*, p. 41 et 76.

[140] Nonobstant le léger effritement constaté au cours des dernières années, le tarif L demeure compétitif par rapport à l'ensemble des tarifs offerts dans d'autres juridictions, en plus d'afficher une croissance modérée et une plus grande prévisibilité d'une année à l'autre, soit deux caractéristiques des plus importantes pour le développement et l'expansion des différents secteurs industriels identifiés précédemment.

[141] Selon la Régie, le faible taux d'émissions de gaz à effet de serre (GES) par kilowattheure (kWh), la prévisibilité et la stabilité des prix, la grande disponibilité des approvisionnements en électricité ainsi que la fiabilité de l'alimentation électrique procurent un avantage additionnel pour les clients des secteurs industriels du Québec.

[142] Par ailleurs, il est à noter que, depuis 2014, conformément à l'article 52.2 de la Loi, le prix de la composante « fourniture » du tarif L, représentant plus des deux tiers des coûts associés à ce tarif, n'est pas sujet à indexation comme l'est le coût de la fourniture associée aux autres blocs d'électricité patrimoniale.

2.3.2. RABAIS TARIFAIRES ET MESURES INCITATIVES BASÉES SUR LES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

[143] Les prix payés par les grands clients industriels pour leurs besoins en électricité ne résultent pas uniquement des tarifs industriels qui sont affichés, publiés et disponibles officiellement dans les différentes juridictions. En effet, les prix payés par les grands clients industriels dépendent également de rabais tarifaires, de mesures incitatives et d'abonnements spéciaux offerts par les distributeurs d'électricité, d'une part, et par les gouvernements, d'autre part.

[144] Ces rabais et mesures viennent ainsi s'ajouter aux tarifs officiels d'électricité destinés aux grands clients industriels dans le but de favoriser le maintien, voire l'augmentation, des activités d'une industrie dans une juridiction donnée ou encore de stimuler les ventes d'électricité.

[145] Parmi les juridictions à l'étude, incluant le Québec, les principaux rabais tarifaires et mesures incitatives reliés au coût de l'électricité offerts aux grands clients industriels sont les suivants :

- ententes tarifaires négociées rattachées à des conditions particulières (contrats « spéciaux » ou à partage de risques);
- tarifs de développement économique, qui accordent des réductions tarifaires aux entreprises qui réalisent des projets d'investissement et qui ont des besoins importants en électricité;
- rabais applicables aux tarifs industriels en fonction de la disponibilité et de l'importance de surplus énergétiques à la disposition des distributeurs d'électricité;
- exemption des taxes de vente sur l'électricité;
- exemption des frais reliés aux droits d'émissions de GES.

[146] Ces pratiques tarifaires sont largement répandues dans les différentes juridictions nord-américaines et à l'international. Cependant, l'information et les données rattachées à celles-ci sont pour la plupart confidentielles et difficilement identifiables dans la majorité des cas. L'impact de ces rabais tarifaires, mesures incitatives et contrats spéciaux sur les prix offerts aux grands clients industriels et ultimement sur leurs factures d'électricité ne peut donc être mesuré adéquatement.

[147] Malgré ces problèmes d'évaluation, il est indéniable que ces pratiques tarifaires affectent la compétitivité des coûts de l'électricité des grands clients industriels et influencent, dans une certaine mesure, leurs choix d'implantation et d'investissement.

2.3.3. TARIFS PROVISOIRES

[148] Les tarifs provisoires consistent généralement en des rabais tarifaires temporaires offerts à de grands clients industriels. Ces tarifs peuvent donc favoriser le démarrage d'une nouvelle installation industrielle ou la croissance de la production d'une installation industrielle existante, tout en contribuant à l'écoulement de surplus ou au rééquilibrage à terme de l'offre et de la demande d'énergie.

[149] Au Québec, le TDÉ, introduit en 2015, est un tarif provisoire développé dans un contexte de surplus énergétique de long terme. Il est donc prévu qu'il sera offert jusqu'en 2027⁵⁷.

[150] Ce tarif offre à une grande entreprise industrielle planifiant une nouvelle installation d'importance ou une expansion majeure d'une installation existante un rabais de 20 % par rapport au tarif L⁵⁸. Ce rabais s'atténue graduellement dans le temps, diminuant de 5 points de pourcentage par année au cours des trois dernières années afin de revenir au niveau du tarif L.

[151] Pour profiter du TDÉ, une grande entreprise industrielle, dont au minimum 10 % des charges d'exploitation sont consacrées à l'électricité, doit présenter un nouveau projet exigeant une charge additionnelle minimale de 1 000 kW ou un projet d'expansion dont la charge correspond à au moins 20 % de la charge de l'installation existante. De plus, les projets présentés doivent offrir des bénéfices structurants à long terme à l'économie québécoise.

[152] Ces conditions d'admissibilité apparaissent restrictives pour de grandes entreprises moins énergivores opérant dans certains secteurs industriels. Selon les représentations faites en audience par la grande industrie, pour stimuler les implantations industrielles, *« les critères d'accès du programme actuel devraient être abaissés, principalement en ce qui a trait à l'ajout de puissance*

⁵⁷ Régie de l'énergie, Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), 1^{er} mars 2017, p. 188.

⁵⁸ Le TDÉ offre également un rabais aux plus petits clients industriels abonnés aux tarifs M et LG.

exigé pour rendre admissible un projet d'expansion d'une installation existante, et le retour au tarif ordinaire reporté [...] »⁵⁹.

[153] Au-delà des motifs retenus dans sa décision D-2015-018⁶⁰, la Régie est d'avis qu'il y aurait lieu de reconsidérer les conditions d'admissibilité du TDÉ en matière de puissance ajoutée, afin de favoriser l'implantation d'un plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles. Il est cependant essentiel que le lien entre cette offre de rabais et la disponibilité des surplus d'Hydro-Québec soit maintenu.

Piste de solution 4. Demander à Hydro-Québec de considérer un assouplissement des critères d'admissibilité en termes de puissance ajoutée de l'offre du TDÉ.

[154] Par ailleurs, la Régie considère qu'un tarif de développement industriel offert pour un terme fixe, d'une durée plus longue et non lié aux surplus énergétiques, pourrait attirer d'autres types d'investissements au Québec, comme cela se fait dans d'autres juridictions⁶¹. Une telle offre pourrait reposer sur un bloc d'énergie dédié afin qu'elle ne soit pas financée par les autres catégories de consommateurs.

Piste de solution 5. Envisager de mettre en place un tarif de développement industriel basé sur un bloc d'énergie dédié.

⁵⁹ AQCIE, « Pour maintenir le tissu industriel du Québec, il faut miser sur notre électricité à tarifs concurrentiels » Mémoire déposé à la Régie le 18 janvier 2017, pièce [C-AQCIE-0003](#), p. 13 et 14.

⁶⁰ Dossier R-3905-2017. Cette décision porte sur la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité de modifier ses tarifs et certaines conditions auxquelles l'électricité sera distribuée à compter du 1^{er} avril 2015.

⁶¹ Le programme ReCharge New York du NYPA offre un TDÉ et une entente spéciale pour le secteur de l'aluminium. L'État de New York est demeuré propriétaire d'actifs de production électrique, il est ainsi en mesure d'offrir ces rabais. - Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », pièce [A-0009](#), *Op. cit.*, p. 78.

2.3.4. CONTRATS SPÉCIAUX OU À PARTAGE DE RISQUES

[155] Les contrats spéciaux sont une forme d'assouplissement tarifaire assujéti à des conditions de partage de risques et de bénéfices entre une grande entreprise industrielle et le gouvernement du Québec.

[156] Basés sur les caractéristiques propres au tarif L, ces contrats correspondent à des ententes spéciales dans lesquelles le prix de l'électricité vendue par Hydro-Québec à une grande entreprise industrielle est indexé en fonction du prix d'une commodité transigée sur les marchés internationaux, du taux de change ou de tout autre indice disponible publiquement.

[157] Ce type de contrat est utilisé de manière limitée afin d'attirer ou de maintenir les activités des grandes entreprises œuvrant dans des secteurs d'activités industrielles soumis, d'une part, à une vive concurrence internationale et, d'autre part, à la conjoncture économique mondiale. Les contrats spéciaux permettent ainsi de réduire les risques auxquels sont exposées les grandes entreprises industrielles lors de récessions économiques et d'accroître les redevances versées au gouvernement du Québec lorsque la conjoncture est favorable.

[158] De nombreuses juridictions, dont le Québec, conviennent d'ententes spéciales, de mécanismes de fixation de prix et de contrats spéciaux d'électricité à différentes entreprises. Ces clauses tarifaires particulières sont souvent confidentielles ou à accès restreint. En plus, dans certaines juridictions telles la Chine et l'Inde, les industries sont également propriétaires des sources de production d'électricité, ce qui leur donne accès à des prix d'énergie et de puissance « avantageux »⁶².

[159] Selon le rapport *Compétitivité des tarifs électriques industriels*, différentes pratiques tarifaires visant à stimuler la croissance économique par un accès facilité à l'électricité ont été recensées, notamment les rabais tarifaires et les contrats

⁶² Econoler, « Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution », pièce [A-0009](#), *Op. cit.*, p. 39 et 40.

spéciaux ou à partage de risques et de bénéfices qui sont utilisés pour aider ou attirer les entreprises œuvrant dans des secteurs industriels soumis à une grande concurrence internationale.

[160] Par exemple, l'Iowa accorde des exemptions de taxes importantes aux centres de données en échange de leur contribution au développement économique de l'État. En Norvège, « *les industries du secteur de la métallurgie sont exemptes des taxes sur l'électricité et des certificats verts* [note de bas de page omise], *ce qui représente une réduction de 34 % par rapport au tarif d'électricité publié* »⁶³.

[161] Ces rabais tarifaires et contrats spéciaux, modulés en fonction d'un contexte économique et des défis commerciaux propres au secteur industriel visé, agissent comme des outils complémentaires et distincts des options tarifaires offertes par le distributeur d'énergie.

[162] Dans une perspective de souplesse tarifaire, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de maintenir la possibilité de contrats spéciaux ou à partage de risques et de bénéfices. Ce sont des outils économiques efficaces dont le gouvernement du Québec dispose pour assurer le développement ou le maintien de secteurs industriels soumis à une vive concurrence internationale. La Régie considère cependant que ce type d'intervention doit être balisé et limité à des secteurs qui font face à des situations exceptionnelles.

[163] Comme l'indique le rapport *Compétitivité des tarifs électriques industriels*, le principal défi découlant de l'utilisation de ces contrats spéciaux est de maintenir un équilibre entre le fonctionnement normal du marché et les interventions de l'État par le biais de rabais tarifaires. À grande échelle, de telles ententes pourraient avoir un impact sur les clients industriels qui n'en bénéficieraient pas et sur les autres catégories de consommateurs d'électricité.

⁶³ *Ibid.*, p. 32.

2.4. INDUSTRIES AUX BESOINS PARTICULIERS

2.4.1. TARIFS SPÉCIFIQUES OU OPTIONS TARIFAIRES

[164] En vertu des principes de réglementation économique, il n'est pas souhaitable qu'un distributeur d'énergie se substitue à l'État pour soutenir un secteur d'activité, un projet particulier ou des industries particulières. D'une part, de telles interventions posent toujours un problème d'équité : quels secteurs d'activité ou industries doivent bénéficier d'un avantage tarifaire? D'autre part, à revenu requis donné, l'avantage tarifaire offert à une catégorie de consommateur ou à un secteur d'activité sera inévitablement financé par les autres catégories ou secteurs.

[165] Par ailleurs, la revue des meilleures pratiques produite par les experts consultés démontre que les tarifs spécifiques à certaines industries ne sont ni répandus, ni populaires auprès des régulateurs, puisqu'ils vont à l'encontre des objectifs prioritaires d'une structure tarifaire.

[166] Toujours en vertu des principes de réglementation économique, pour aider certaines industries ou l'avènement de certains projets, il est préférable de miser davantage sur la fiscalité ou sur d'autres outils de financement plutôt que sur la tarification de l'électricité.

[167] Advenant que des programmes d'aide spécifique à certaines clientèles soient offerts dans le cadre de tarifs et d'options tarifaires, il importe que ces offres soient temporaires et limitées, et que l'impact sur les tarifs des autres catégories de consommateurs soit clairement identifié.

[168] Par contre, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'offrir à l'ensemble de la clientèle plus de souplesse à travers des options tarifaires telles que la tarification dynamique qui tiennent compte de la réalité des coûts d'Hydro-Québec.

2.4.2. SERRICULTURE

[169] L'industrie serricole ayant été nommément identifiée dans la demande d'avis à la Régie, comme dans la Politique énergétique 2030, une attention particulière a été portée à ce domaine d'activité économique. Le rapport de la firme KPMG souligne que les entreprises serricoles, avec les centres d'hébergement de données, font partie des deux secteurs analysés bénéficiant de perspectives de croissance plus favorables, avec une demande en nette progression⁶⁴.

[170] Dans le mémoire de l'Union des producteurs agricoles (UPA), les Producteurs en serre du Québec confirment des prévisions de croissance intéressantes pour les prochaines années.

« Pour l'ensemble des productions de fruits et de légumes de serre, la superficie totale atteindrait, selon les prévisions de croissance, 165 ha en 2020, soit 1,65 fois la superficie estimée en 2016. L'utilisation de l'option d'électricité additionnelle (OÉA), instaurée à l'hiver 2013-2014, est une composante essentielle de cette stratégie de croissance. En effet, plusieurs projets d'envergure, en cours de réalisation ou annoncés récemment, bénéficient ou bénéficieront de l'OÉA proposée par Hydro-Québec ainsi que de diverses actions en innovation énergétique comme la valorisation de rejets thermiques d'origine industrielle, l'utilisation de biomasse forestière ou l'hydroaccumulation [note de bas de page omise]. Pour les besoins du présent dossier, ces prévisions de croissance ont été utilisées afin d'estimer les besoins additionnels en électricité d'éclairage de photosynthèse. Il en ressort que les besoins pour l'éclairage de photosynthèse seraient de 171 GWh à l'horizon 2019-2020 et procureraient des revenus de vente d'électricité de plus de 10 M\$ au Distributeur [...] »⁶⁵.

⁶⁴ KPMG, « Situation et perspectives de certains secteurs d'activités économiques à forte consommation électrique », Rapport produit pour le compte d'Hydro-Québec Distribution, pièce [C-HQD-0006](#), 15 décembre 2016, p. 57.

⁶⁵ UPA, « Mémoire », pièce [C-UPA-0003](#), 18 janvier 2017, p. 17.

[171] Les représentations de l'UPA et des Producteurs en serre du Québec portent sur deux assouplissements souhaités concernant le secteur de la serriculture :

- l'abaissement du seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle de 400 à 100 kW, afin que davantage de producteurs en serre y soient éligibles;
- l'élargissement des conditions d'accès au tarif biénergie DT, afin de permettre d'atteindre l'objectif d'effacement en période de pointe à l'aide d'autres équipements qu'un système de chauffage traditionnel.

Seuil d'admissibilité à l'option d'électricité additionnelle

[172] Dans le cadre de la *Politique de souveraineté alimentaire* dévoilée le 16 mai 2013, le gouvernement du Québec avait annoncé l'accès à des tarifs d'électricité adaptés permettant aux entreprises serricoles québécoises de réduire leurs coûts énergétiques et d'améliorer leur compétitivité, tout en contribuant au développement durable.

[173] Hydro-Québec a proposé par la suite d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse. Cette option étant déjà offerte à la clientèle des tarifs M et G-9 dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 1 000 kW, il a été proposé d'abaisser ce seuil à 400 kW afin de répondre aux besoins et à la réalité d'exploitation des entreprises serricoles de grande taille.

[174] Hydro-Québec est d'avis que l'option d'électricité additionnelle vise une clientèle capable de gérer sa consommation puisque la charge d'éclairage de photosynthèse peut être interrompue lors des périodes de pointe, afin de tenir compte des besoins de gestion de son réseau.

[175] Dans sa décision D-2013-174, la Régie disait partager l'avis d'Hydro-Québec à l'effet qu'un seuil trop bas ne pourrait lui garantir d'avoir des charges d'éclairage de photosynthèse suffisamment importantes pour justifier l'application d'une option de ce genre, qui exige des ressources, tant chez le client que chez Hydro-Québec⁶⁶.

[176] La Régie demandait toutefois à Hydro-Québec d'évaluer la possibilité de réduire le seuil d'admissibilité de 400 kW en tenant compte, notamment, du fait que les serres de plus petite taille pourraient se regrouper et bénéficier ainsi des services d'un expert commun en gestion de l'énergie. Elle demandait également à Hydro-Québec un suivi annuel de cette option dans le cadre des dossiers tarifaires.

[177] Lors du dernier suivi déposé à la Régie, Hydro-Québec indique qu'en juillet 2016, 14 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle, contre neuf en juillet 2015. Pour les neuf abonnements ayant adhéré en 2013 et 2014, on observe une augmentation de la consommation globale de 20 %, alors que quatre d'entre eux ont diminué leur consommation. Onze des 14 abonnements adhérant à l'option d'électricité additionnelle ont une consommation de base facturée au tarif M. Les trois autres sont des clients du tarif D⁶⁷.

[178] Hydro-Québec ajoute que, durant l'hiver 2015-2016, il n'y a eu qu'une seule période de restriction de consommation qui a totalisé six heures. Pour la période de 12 mois se terminant au 31 mars 2016, la facture d'électricité pour l'ensemble de la consommation livrée en vertu de l'option d'électricité additionnelle représente une économie de l'ordre de 40 % par rapport à la facture qu'elle aurait générée aux tarifs réguliers.

[179] La Régie juge encourageante l'adhésion des producteurs en serre à l'option d'électricité additionnelle, jusqu'à maintenant, ainsi que les perspectives de croissance présentées par les Producteurs en serre du Québec. Elle considère que cette option constitue une réponse appropriée aux besoins particuliers de cette clientèle, dans un contexte de surplus énergétique. De plus, elle constate que le prix avantageux appliqué à l'option d'électricité additionnelle offre à l'industrie

⁶⁶ Régie de l'énergie, Dossier R-3854-2013, décision [D-2013-174](#), 24 octobre 2013, p. 35.

⁶⁷ Hydro-Québec, « Stratégie tarifaire », dossier R-3980-2016, pièce [B-0052](#), 28 juillet 2016, p. 49.

serricole un levier de croissance opportun, tout en tenant compte des besoins de gestion du réseau d'Hydro-Québec.

[180] Considérant l'expérience acquise au cours des trois dernières années, la Régie est d'avis qu'Hydro-Québec devrait poursuivre ses discussions avec l'UPA et les Producteurs en serre du Québec afin d'explorer les technologies facilitantes et les mesures de contrôle garantissant l'effacement à la pointe des serriculteurs, permettant ainsi d'abaisser progressivement le seuil d'admissibilité actuellement fixé à 400 kW et de présenter une proposition en ce sens, le cas échéant.

Piste de solution 6. Demander à Hydro-Québec de poursuivre et d'élargir ses discussions avec l'UPA et les Producteurs en serre du Québec afin de proposer des technologies facilitantes et des mesures de contrôle garantissant l'effacement à la pointe des serriculteurs, qui permettront un abaissement progressif du seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle. La Régie est d'avis que le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle, actuellement à 400 kW, pourrait être abaissé de manière progressive, en considérant 300 kW dès 2018.

2.4.3. STATIONS DE SKI

[181] La situation des stations de ski du Québec a également été ciblée dans la demande d'avis à la Régie. Cette importante industrie touristique a été également identifiée dans la Politique énergétique 2030.

[182] L'industrie fait face à une situation financière qu'elle qualifie de précaire. Les conditions climatiques des dernières années ont eu un impact négatif sur la performance de certaines stations de ski. Cette situation financière contraignante peut constituer, pour plusieurs d'entre elles, un frein à l'amélioration de leurs installations qui pourrait favoriser la diminution des dépenses d'exploitation. L'industrie fait donc face à un contexte particulier et à des défis qui vont au-delà de la question des tarifs d'électricité.

[183] Typiquement, une station de ski satisfait ses besoins électriques avec plusieurs abonnements à différents tarifs, souvent alimentés par des lignes de distribution différentes. Cette complexité de l'alimentation électrique, combinée à une expertise limitée en gestion énergétique, peut constituer un frein à l'optimisation de la performance électrique des stations de ski. En multipliant ainsi les abonnements, elles sont moins en mesure de bénéficier de la diversité de leurs charges et les potentiels d'optimisation sont limités.

[184] Hydro-Québec et l'Association des stations de ski du Québec (ASSQ) ont entrepris des démarches depuis quelques années avec les gestionnaires des stations de ski. Ils ont établi un plan d'action autour de trois axes : la facture d'électricité, la qualité du service électrique et l'efficacité énergétique.

[185] Dans ce plan d'action, des solutions sont proposées à certaines stations en vue d'optimiser leur facture d'électricité. Pour ce faire, l'ASSQ identifie des stations prioritaires pour lesquelles des solutions techniques sont analysées afin d'assurer une meilleure qualité du service.

[186] Par ailleurs, Hydro-Québec a collaboré avec l'ASSQ à la rédaction d'un *Guide des bonnes pratiques pour l'optimisation de la performance électrique*. Elle l'a présenté aux membres de l'ASSQ et a dirigé des ateliers visant à expliquer la tarification et la facturation de l'électricité. Hydro-Québec a également offert aux stations qui le désiraient une analyse personnalisée de leur bilan de consommation électrique.

[187] L'électricité constituant une part importante des coûts d'opération des stations de ski, soit entre 17,5 % et 21,3 % selon la taille de la station, toute amélioration en efficacité énergétique peut entraîner d'importantes économies. À elle seule, la fabrication de la neige représente plus de 40 % des frais d'électricité d'une station. Il s'agit clairement d'une zone d'optimisation à examiner.

[188] Des canons à neige plus performants que les équipements actuels sont disponibles sur le marché et utilisés par la concurrence, notamment au Vermont. L'ASSQ confirme les économies substantielles pouvant être réalisées :

« La modernisation des infrastructures de fabrication de neige et la mise en place d'équipements d'optimisation de consommation électrique pourraient générer des économies de consommation pouvant dépasser 30% »⁶⁸.

[189] De plus, l'ASSQ précise que des systèmes d'enneigement plus performants permettraient à la fois d'améliorer la capacité de fabrication de neige à des températures plus élevées sur des plages de fabrication plus courtes et d'atteindre un enneigement optimal en termes de consommation électrique⁶⁹, des caractéristiques particulièrement intéressantes dans un contexte de réchauffement climatique.

[190] La Régie est d'avis que ces canons à neige performants pourraient faire l'objet d'un soutien d'Hydro-Québec ou de TEQ, dans le cadre d'un programme dédié d'efficacité énergétique. Toutefois, les contraintes financières qu'éprouvent les stations de ski pourraient limiter leur capacité à investir dans ce genre d'équipements sans une autre forme d'aide additionnelle.

Piste de solution 7. Demander à TEQ et à Hydro-Québec de se concerter pour offrir un programme d'efficacité énergétique et envisager un soutien financier gouvernemental qui visent à la mise à niveau des équipements électriques des stations de ski, notamment les canons à neige.

[191] Une autre représentation de l'industrie concerne l'accès à une tarification dynamique de la puissance et de l'énergie. L'ASSQ souhaite que ses membres

⁶⁸ ASSQ, « Présentation à la Régie », pièce [C-ASSQ-0014](#), 21 février 2017, p. 8.

⁶⁹ ASSQ, « Mémoire », pièce [C-ASSQ-0004](#), 21 février 2017, p. 12.

aient accès à une tarification variable en fonction de l'heure et du jour qui tiendrait compte des périodes de pointe mais aussi de leur faible utilisation du réseau⁷⁰.

« Je dirais que la gestion de pointe, ce qui m'a toujours étonné, c'est qu'on est complètement en dehors, mais complètement en dehors des pointe d'Hydro-Québec. Quand du lundi au vendredi, il fait moins vingt-cinq (-25), ça ne nous dérangerait même pas d'ouvrir à dix heures (10 h 00) le matin puis aviser nos clients « on ouvre à dix heures (10 h 00). Quand il restera juste les canons à neige à fermer, là, c'est très simple. Mais, tout le restant de la gestion, baisser la température dans les chalets, très facile pour nous de s'effacer des pointes, donc on est complètement atypique. Donc, ce qu'on demande, c'est juste un tarif adapté »⁷¹.

[192] Une tarification dynamique – heures critiques offrant des économies appréciables en coût d'énergie et de puissance en périodes hors pointe, en échange d'un effacement substantiel durant les heures critiques pour le réseau, constituerait une option intéressante pour cette industrie.

Piste de solution 8. Expérimenter l'option de tarification dynamique – heures critiques auprès des stations de ski, par le biais d'un projet pilote.

2.5. SOUTIEN AUX MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[193] La capacité de payer des ménages à faible revenu constitue une préoccupation constante du gouvernement du Québec, notamment lorsque ces ménages éprouvent des difficultés à défrayer les hausses de coûts de l'énergie. Cette préoccupation, partagée par Hydro-Québec et la Régie, a été évoquée maintes fois lors d'audiences.

[194] Hydro-Québec collabore avec des associations de consommateurs dans le cadre de deux groupes de travail, soit la Table de travail sur le recouvrement et

⁷⁰ ASSQ, « Présentation à la Régie », pièce [C-ASSQ-0014](#), 21 février 2017, p. 21.

⁷¹ Régie de l'énergie, Notes sténographiques du 21 février 2017, pièce [A-0034](#), p. 54.

le Groupe de travail Ménages à faible revenu. En réponse au décret 841-2014 du gouvernement du Québec, et en continuité avec les mesures déjà déployées par Hydro-Québec, diverses initiatives visant à aider les ménages à faible revenu ont été proposées dans le cadre du dossier tarifaire 2015 et font l'objet d'un suivi par la Régie.

[195] Les efforts actuels d'Hydro-Québec, visant à atténuer le poids de la facture d'électricité dans le budget des ménages à faible revenu, s'articulent autour de trois axes d'intervention : la stratégie tarifaire, le soutien offert aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement et les interventions en efficacité énergétique.

[196] Considérant que les ménages à faible revenu ont une consommation moyenne plus faible que l'ensemble de la clientèle aux tarifs domestiques⁷², la structure tarifaire actuelle par tranche à prix progressif contribue à alléger la facture des plus petits consommateurs, dont font partie la majorité des ménages à faible revenu. La stratégie visant à hausser au tarif D le nombre de kWh facturés au prix plus faible de la première tranche, afin de couvrir une portion de la facture de chauffage, combinée à la stratégie de hausses différenciées des prix, plus marquées en deuxième tranche, contribuent également à alléger la facture des plus petits consommateurs.

[197] Cette approche tarifaire constitue cependant une approche peu ciblée puisqu'il n'y a pas d'adéquation directe entre le niveau de consommation d'électricité et la capacité de payer des clients. Cette stratégie favorise l'ensemble des locataires, où se retrouvent tout de même 62 % des ménages à faible revenu, mais également les propriétaires d'édifices multilogements, tout en laissant pour compte une portion des ménages à faible revenu dont le niveau de consommation est plus élevé.

[198] En complément de l'approche tarifaire, Hydro-Québec offre, d'une part, des mesures de soutien permettant de rejoindre plus directement les ménages en

⁷² Consommation moyenne des ménages à faible revenu : 14 153 kWh par an; consommation médiane des ménages à faible revenu : 12 489 kWh par an. (dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 57); contre consommation moyenne des clients domestiques : 17 430 kWh par an (dossier R-3980-2016, pièce [B-0052](#), p. 12).

difficulté de paiement et, d'autre part, des interventions en efficacité énergétique visant à réduire leur consommation et leur facture.

[199] Parmi les initiatives récentes, Hydro-Québec propose une entente de paiement plus facile pour les clients à très faible revenu, en introduisant une notion de taux d'effort sur le revenu, afin de rehausser l'aide accordée.

[200] Hydro-Québec prévoit un projet pilote au deuxième trimestre de 2017 et un suivi des résultats auprès de la Table de travail sur le recouvrement ainsi qu'à la Régie, dans le cadre du dossier tarifaire 2018. Si le projet pilote est concluant, Hydro-Québec prévoit mettre en place la mesure au deuxième trimestre de 2018.

[201] La deuxième initiative vise à radier une portion des sommes dues au fur et à mesure des versements effectués par le client, selon son entente personnalisée, afin de faciliter l'atteinte du terme de l'entente.

[202] Hydro-Québec indique que le projet pilote se poursuivra durant l'année 2017 et que son intention est de déployer la mesure au début de 2018. Il compte présenter une mise à jour à la Régie lors du dossier tarifaire 2018.

[203] En ce qui a trait aux mesures d'efficacité énergétique, Hydro-Québec a amorcé des démarches auprès de TEQ afin de déployer une offre intégrée en efficacité énergétique destinée aux ménages à faible revenu par le biais d'un guichet de services unique.

[204] Enfin, dans la décision fixant les tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2017, la Régie a demandé à Hydro-Québec de mettre en place un centre d'accompagnement pour les ménages à faible revenu afin que soit coordonné l'ensemble des interventions visant cette clientèle⁷³.

⁷³ Régie de l'énergie, dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), 1^{er} mars 2017, p. 201.

2.5.1. BALISAGE ET OBSERVATIONS

[205] Au Canada, neuf des dix distributeurs examinés offrent certains programmes favorisant les ménages à faible revenu : six distributeurs offrent des programmes d'efficacité énergétique destinés à cette clientèle, tandis que trois distributeurs offrent des rabais sur demande (EPCOR Edmonton, Newfoundland Power et Toronto Hydro). Plusieurs de ces programmes sont gouvernementaux, sans que le distributeur n'offre de tarif spécifique pour ces usagers⁷⁴.

[206] Aux États-Unis, 15 des 20 entreprises couvertes par le balisage présentent une offre aux ménages à faible revenu variant sensiblement d'un distributeur à l'autre : programmes d'aide d'urgence et d'assistance pour paiement de facture, programmes d'efficacité énergétique et à la rénovation, crédits mensuels, charges fixes réduites, ainsi que quelques tarifs particuliers (Massachusetts Electric Company et Seattle City Light, par exemple). Enfin, d'autres distributeurs bonifient le programme du gouvernement fédéral des États-Unis *Low Income Home Energy Assistance Program* (LIHEAP).

[207] Ce programme LIHEAP fournit un allègement ponctuel de la facture d'électricité et il est parfois accompagné d'aide à l'efficacité énergétique. Le programme est administré par chaque État et financé principalement par le gouvernement fédéral des États-Unis avec une participation complémentaire de l'État. Les critères d'éligibilité varient d'un État à l'autre, et plusieurs États offrent une enveloppe limitée distribuée sur la base du critère « premier arrivé, premier servi »⁷⁵.

[208] Le programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) est offert depuis 2016. Le POAFE est un programme administré par la Commission de l'énergie de l'Ontario qui réduit les factures d'électricité des ménages à faible revenu. Le POAFE fournit un crédit mensuel aux clients admissibles en fonction du revenu et de la taille du ménage. Les crédits du POAFE, variant généralement

⁷⁴ P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand, « Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité », HEC Montréal, Rapport remis à la Régie le 15 décembre 2016, pièce [A-0008](#), p. 24.

⁷⁵ *Ibid.*, p. 25.

de 30 à 50 \$ par mois, ou de 45 à 75 \$ pour les grandes consommations d'énergie, sont appliqués directement sur les factures des clients admissibles.

[209] Lancé à l'automne 2015, le programme avait reçu 243 730 applications au 31 octobre 2016, et la Commission de l'énergie de l'Ontario projetait 270 000 applications pour la fin de 2016, représentant environ 47 % de la clientèle éligible estimée à 571 000 ménages. Le crédit moyen octroyé est de 48 \$ par mois.

[210] Pour recevoir l'aide financière, les ménages doivent d'abord s'inscrire au programme. Les revenus des ménages sont par la suite vérifiés par l'Agence de revenu du Canada. Les clients admissibles reçoivent des crédits sur facture pendant deux ans, après quoi ils doivent soumettre une nouvelle demande de qualification. Le programme est financé par une charge de 0,11 ¢/kWh auprès de l'ensemble des consommateurs ontariens.

[211] L'Union des consommateurs fait remarquer que l'inconvénient d'une approche « *opting-in* » comme celle retenue en Ontario est que le nombre de ménages qui font une demande risque d'être bien inférieur au nombre de ménages qui y sont admissibles. À ce titre, elle donne en exemple le nombre important de personnes âgées démunies qui ne reçoivent pas le Supplément de revenu garanti auquel elles ont droit⁷⁶.

2.5.2. ENJEUX ET PISTE DE SOLUTION

[212] L'approche tarifaire actuelle permet d'alléger la facture de l'ensemble des petits consommateurs, parmi lesquels se retrouve la majorité des ménages à faible revenu. Il s'agit toutefois d'une approche peu ciblée qui laisse pour compte une portion de la clientèle des ménages à faible revenu, celle qui consomme plus que la moyenne des ménages.

⁷⁶ UC, « Mémoire », pièce [C-UC-0003](#), 18 janvier 2017 p. 29.

[213] C'est pourquoi une attention plus particulière et des programmes d'efficacité énergétique visant l'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments et la réduction de la consommation d'énergie doit viser directement ces plus grands consommateurs.

[214] Parmi les 23 % des ménages à faible revenu consommant plus de 20 000 kWh par année, dont 5 % dépassent 30 000 kWh par année, se retrouve la grande majorité des ménages à faible revenu propriétaires de maisons unifamiliales⁷⁷. Une aide directe à ces ménages par des mesures d'efficacité énergétique pourrait suppléer à l'approche tarifaire peu efficace dans leur cas.

Piste de solution 9. Prévoir dans le plan directeur de TEQ la bonification et la coordination de l'offre de programmes d'efficacité énergétique dédiés aux ménages à faible revenu.

[215] Afin de favoriser des tarifs reflétant la vérité des coûts et encourageant ainsi un usage optimal de l'électricité, la Régie est d'avis qu'une aide financière additionnelle aux ménages à faible revenu devrait s'appuyer sur d'autres leviers que les tarifs d'électricité.

Piste de solution 10. Analyser et, si requis, bonifier le programme *Allocation-logement*⁷⁸ qui fournit une aide financière mensuelle au paiement du loyer, incluant le coût du chauffage, plutôt qu'un rabais tarifaire propre à Hydro-Québec qui ne couvrirait que la dépense d'électricité.

[216] L'identification des ménages à faible revenu demeure, en effet, l'enjeu principal à l'élaboration d'un programme d'aide, quel que soit le distributeur d'énergie. C'est pourquoi le rôle du gouvernement apparaît central au développement de tout programme d'aide ciblé couvrant l'ensemble des ménages à faible revenu ainsi que toutes les formes d'énergie.

⁷⁷ Hydro-Québec, « Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques, 1^{ère} rencontre : 30 avril 2015 », dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), Annexe A, 2 octobre 2015, p. 9.

⁷⁸ Société d'habitation du Québec, [Programme Allocation-logement](#).

3. GAZ NATUREL

3.1. STRUCTURES TARIFAIRES ET COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS

[217] La chaîne d'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel comprend trois étapes principales :

- l'achat du gaz naturel, appelé service de fourniture;
- le transport par gazoduc permettant d'acheminer le gaz naturel du point d'achat aux territoires des distributeurs, appelé service de transport;
- la livraison du gaz naturel aux consommateurs par les réseaux de distribution, appelée service de distribution.

[218] Au Québec, deux entreprises possèdent les droits exclusifs de distribution du gaz naturel : Gaz Métro, dont le territoire de desserte couvre la majeure partie du Québec, notamment les régions de Montréal, Laurentides, Montérégie, Mauricie, Québec, Saguenay-Lac-St-Jean, Chaudière-Appalaches, Estrie et Centre-du-Québec ainsi que la région de l'Abitibi-Témiscamingue qui est alimentée par une branche distincte du réseau de transport de TransCanada Pipelines Ltd. (TransCanada). Quant à Gazifère, elle a les droits exclusifs de distribution dans la région de Gatineau et est alimentée par deux conduites sous-fluviales en provenance du réseau d'Enbridge Gas Distribution en Ontario.

[219] L'expert mandaté par la Régie a effectué un balisage des structures tarifaires dans 12 juridictions comparables. Son rapport *Tarifification du Gaz naturel*⁷⁹ révèle que, comme au Québec, sous réserve de certaines conditions prévues dans les Conditions de service et Tarif des distributeurs, les clients des autres juridictions ont la possibilité d'acheter les services de fourniture et de transport d'un fournisseur de leur choix ou de leur distributeur local.

⁷⁹ Econoler, « Balisage des structures et des options tarifaires des distributeurs de gaz naturel et pistes de solutions », Rapport remis à la Régie le 16 décembre 2016, pièce [A-0011](#), 65 pages.

[220] L'expert affirme que la structure tarifaire de Gaz Métro, bien qu'elle soit simple en termes de nombre de tarifs offerts, est plus complexe en ce qui a trait au nombre de paliers par tarif, aux multiples options d'engagement de durée et de volumes souscrits et au calcul de l'équilibrage.

[221] L'expert note aussi une différence notable dans la facturation. La facture de Gaz Métro présente un nombre relativement limité d'items facturés, ce qui en simplifie la lecture. Les autres distributeurs ajoutent à leur facture de nombreux cavaliers tarifaires⁸⁰ pour traiter des ajustements inhérents à l'industrie du gaz naturel. Cette complexification apparente de la facture offre toutefois l'avantage d'une plus grande transparence des frais pour la clientèle ainsi qu'une flexibilité accrue pour le distributeur d'apporter des ajustements à la facturation.

[222] La structure tarifaire de Gazifère se compose d'un nombre limité de tarifs et de paliers. À l'instar des autres distributeurs étudiés, elle compte des éléments de coûts fixes et de coûts variables qui reflètent les caractéristiques de la structure de coût.

⁸⁰ Cavalier tarifaire : Crédit ou charge temporaire, ajouté et identifié séparément du tarif de base sur la facture, et servant à recouvrer un coût ou rembourser un montant concernant un élément temporaire ou hors du contrôle d'un distributeur.

TABLEAU 3
OPTIONS TARIFAIRES DE CERTAINS DISTRIBUTEURS DE GAZ NATUREL

	Gaz Métro	Gazifère	UGI Utilities	Duke Energy	Con Edison	Citizens Energy Group	Ameren
Nombre de tarifs	4	9	12	18	10	7	6
Tarifcation							
Segmentation des tarifs	Volume, facteur d'utilisation, interruptible, tierce partie	Volume, interruptible, tierce partie, usage	Volume, facteur d'utilisation, interruptible, tierce partie	Volume, interruptible, tierce partie, usage	Volume, profil, tierce partie, usage	Volume, profil, tierce partie, usage	Volume, profil, tierce partie
Tarif de distribution résidentiel	D1	Tarif 2	Rate (R, <u>RT</u>)	Rate (RS, <u>RFT</u>) (LI, GTS)	Service (1,9) (1, 2), Service (3,9) (1, 2)	Rate D1, Rate D2	GDS-1
Tarif de distribution commercial	D ₁ , D ₃ , D ₄ , D ₅	Tarif 1 General, Tarif 3, Tarif 4, Tarif 5, Tarif 6, Tarif 8, Tarif 9,	Rate (N, <u>NT</u>), Rate DS, (MBS, NNS), Rate LFD, (MBS, NNS), Rate XD, (MBS, NNS), Rate IS, (MBS, NNS), Rate GMB, GL	Rate (GS-S, <u>FT</u>) (GTS), Rate (GS-L, <u>FT</u>) (GTS) Rate IT, (AS, GTS, IMBS), Rate SS, SSIT, Rate DGS, SAC, GGIT	Service (2 rate 1, 9), Service (2 rate 2, 9), Service 12 rate 1, Service 12 rate 2, Service 13, Service 19	Rate D3, Rate D4, Rate D5, Rate D9,	GDS-2, GDS-3, GDS-4, GDS-5, GDS-7,
Tarif de distribution industriel			Aucun	Tarif 7	Aucun	Rate NGV	Service 14

Source : Econoler, « Balisage des structures et des options tarifaires des distributeurs de gaz naturel et pistes de solutions », Rapport remis à la Régie le 16 décembre 2016, pièce [A-0011](#), p. 16.

[223] La composante fixe des tarifs s'inscrit habituellement à l'intérieur d'un engagement contractuel et en limite la flexibilité. Ainsi, un tarif dont la composante « fixe » est relativement plus élevée que la composante « variable » comporte un risque financier plus grand pour le client en cas de variation de ses besoins. Par contre, un tel tarif augmente la prévisibilité des revenus du distributeur et facilite la récupération de ses coûts fixes, notamment, dans un contexte où la consommation est variable.

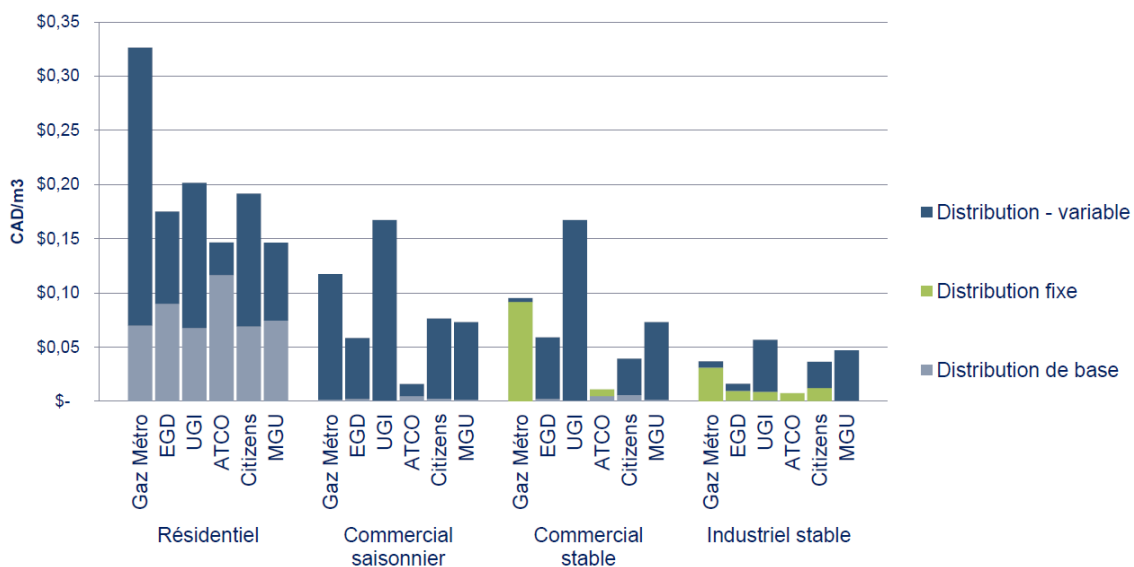
[224] L'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) note une disparité entre les proportions fixes et variables des tarifs applicables aux marchés industriel et résidentiel de Gaz Métro (voir graphique 8) :

« Cette structure tarifaire plutôt fixe, combinée à certaines autres conditions de services s'appliquant aux tarifs réservés aux clients à grands

débats, contribuent à la perception que les conditions de services gagneraient à être davantage flexibles pour mieux servir la clientèle industrielle et l'aider à maintenir une position concurrentielle sur les marchés »⁸¹.

[225] En général, il apparaît plus complexe pour un client de Gaz Métro que pour un client des autres distributeurs d'estimer le montant de sa facturation. Cette complexité est principalement due au fait que la tarification de Gaz Métro est modulée en fonction de paliers de consommation, et ce, pour plusieurs des éléments facturés au client.

GRAPHIQUE 8
VENTILATION DES MONTANTS DE DISTRIBUTION SELON LES PROFILS TYPES



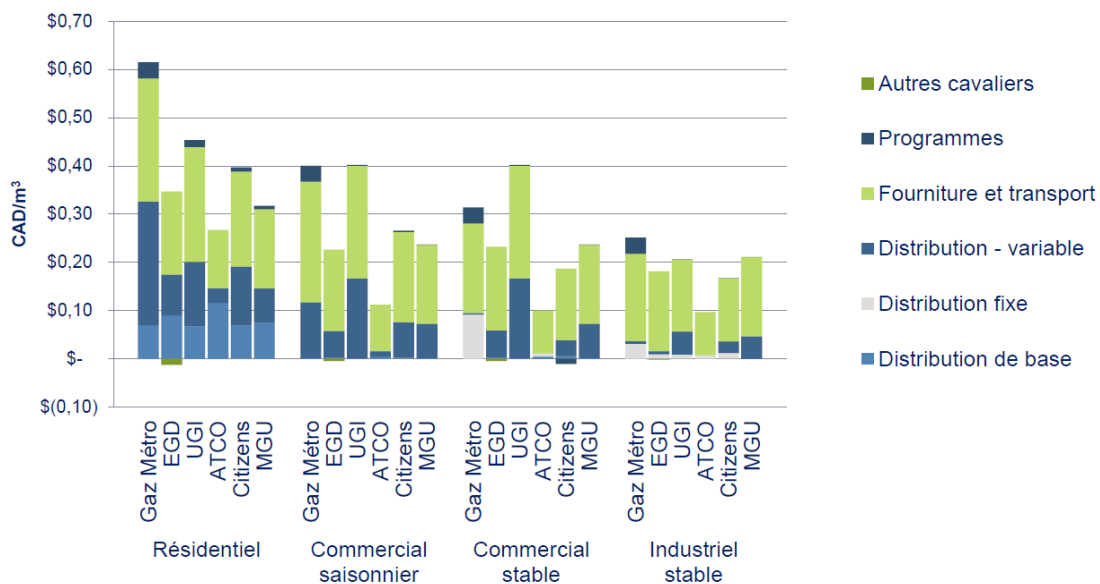
Source : Econoler, « Balisage des structures et des options tarifaires des distributeurs de gaz naturel et pistes de solutions », Rapport remis à la Régie le 16 décembre 2016, pièce [A-0011](#), p. 28.

⁸¹ ACIG, Mémoire remis à la Régie le 18 janvier 2017, pièce [C-ACIG-0003](#), p. 17.

[226] L'expert note, tel qu'il appert au graphique 8, que le coût du service de distribution pour un client résidentiel de Gaz Métro est plus élevé que chez les autres distributeurs recensés. Cela s'expliquerait, entre autres, par certaines caractéristiques du réseau de distribution au Québec : très longues conduites d'alimentation et de distribution, faible densité de clientèle par kilomètre de conduite et faible taux de pénétration du gaz naturel dans le marché résidentiel.

[227] Le graphique 9 illustre une ventilation des montants facturés par type de profil. Pour la clientèle résidentielle au Québec, le total des montants facturés est le plus élevé parmi les distributeurs examinés.

GRAPHIQUE 9
VENTILATION DES MONTANTS FACTURÉS SELON LES PROFILS TYPES



Source : Econoler, « Balisage des structures et des options tarifaires des distributeurs de gaz naturel et pistes de solutions », Rapport remis à la Régie le 16 décembre 2016, pièce [A-0011](#), p. 55.

[228] L'ACIG mentionne des prix élevés de distribution au Québec. Elle indique que même lorsque le coût du gaz naturel n'inclut aucun coût direct de conformité au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE), le prix du gaz livré au Québec n'est pas compétitif et les tarifs de distribution ne sont pas suffisamment compétitifs⁸².

[229] La Régie est d'avis qu'il importe de demeurer vigilant à l'égard de la compétitivité des tarifs de gaz naturel, notamment pour le secteur industriel. Cet aspect de la tarification fait partie des enjeux considérés dans le cadre du dossier à l'étude à la Régie portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro.

Piste de solution 11.Revoir la structure tarifaire de Gaz Métro avec l'objectif de la simplifier tout en respectant le principe de la vérité des coûts.

3.2. GAZ NATUREL RENOUVELABLE

[230] Le rapport *Filière du gaz naturel renouvelable*⁸³ identifie trois grandes sources de production de biogaz brut, soit le captage du biogaz produit à partir de site d'enfouissement (digestion par enfouissement), la production par digesteur anaérobique (digestion assistée et contrôlée) et la production par procédé comme la gazéification/pyrolyse (procédé thermique). Le captage à partir de sites d'enfouissement constitue la plus maîtrisée des sources de production de biogaz utilisées au Québec et, à ce jour, est de loin la moins coûteuse.

[231] Une fois le biogaz obtenu, celui-ci peut être dirigé vers des unités de cogénération pour y produire de l'électricité et de la vapeur, ou des unités

⁸² ACIG, « Les tarifs et le coût du gaz livré: la perspective industrielle », pièce [C-ACIG-0005](#), 15 février 2017, p. 10.

⁸³ S. Audette, « Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois », Rapport pour la Régie, 15 décembre 2016, pièce [A-0012](#), 151 pages.

de production de chauffe, ou purifié pour être injecté dans des réseaux gaziers comme substitut au gaz naturel provenant des filières traditionnelles.

[232] Le gaz naturel injecté par un producteur de biogaz dans un réseau intégré doit satisfaire aux standards de l'industrie en matière de concentration en méthane et d'absence d'impuretés et de gaz indésirables.

État de la situation

[233] Dans son avis A-2014-01 sur les approvisionnements en gaz naturel, la Régie notait que la productivité des sites varie fortement en fonction de la taille et de la nature de l'intrant utilisé.

[234] La firme KPMG-SECOR évoquait alors la difficulté, pour les municipalités, de rentabiliser la valorisation de GNR provenant des déchets organiques. Étant donné ces incertitudes reliées à la rentabilité des projets de production de GNR, KPMG-SECOR était d'avis que les estimations de l'offre potentielle de GNR au Québec devaient se baser sur les projections de production des projets annoncés. Elle estimait que la production de GNR atteindrait 109 Mm³ en 2030, lorsque tous les projets annoncés à ce moment se seront concrétisés. Ce niveau de production représentait environ 1,4 % des besoins du Québec en gaz naturel à cette date⁸⁴.

[235] C'est dans ce contexte que la Régie constatait qu'il n'y avait pas d'option d'approvisionnement sur le territoire du Québec qui puisse avoir un impact significatif à l'horizon 2030.

[236] Selon le rapport Filière du gaz naturel renouvelable :

« [...] si les techniques de captage sont relativement bien maîtrisées depuis plusieurs années, notamment en réponse aux obligations légales pour les émanations de méthane, la technique par digestion anaérobique

⁸⁴ Régie de l'énergie, « Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes », Avis [A-2014-01](#), 18 décembre 2014, p. 57.

pour produire le biogaz est plus récente et les procédés de synthèse comme la gazéification/pyrolyse sont encore à l'étape de démonstration dans les marchés analysés. En outre, les filières du biogaz, surtout celles avec des biodigesteurs, sont encore trop jeunes pour établir des standards clairs et le passage à une étape d'essais-erreurs est incontournable »⁸⁵.

[237] En outre, le potentiel technico-économique des projets de valorisation par biodigestion pourront varier significativement selon la qualité et la quantité des intrants en amont de la chaîne du biogaz en provenance du secteur agricole, des industries agroalimentaires, de la restauration, des déchets domestiques ou des boues des usines d'épuration.

[238] Sur la base de l'exercice de balisage qu'il a conduit, l'auteur du rapport *Filière du gaz naturel renouvelable* mentionne que cette filière :

« [...] est majoritairement au stade de recherche et développement. La commercialisation de biogaz produit à partir de biomasses plus solides semble en balbutiement dans le monde, mais il y a des projets québécois dignes de mention et assez avancés »⁸⁶.

[239] Cependant, l'expert précise qu'il n'existe à l'heure actuelle aucun bilan exhaustif des projets de valorisation du biogaz et de GNR implantés ou à venir au Québec. Or, l'absence d'un système intégré d'information lié à ces projets s'avère un facteur limitant dans la prise de décision liée au développement des filières du biogaz et du GNR au Québec⁸⁷.

Piste de solution 12. Confier à TEQ l'établissement d'un inventaire des projets de biogaz et de GNR réalisés et potentiels afin de mieux cerner les enjeux et les coûts reliés au développement de cette filière au Québec.

⁸⁵ KPMG-SECOR, « Estimation des besoins 2015-2030 en gaz naturel au Québec et offre potentielle du territoire – Présentation des principaux résultats », Rapport produit pour le compte Gazifère et Gaz Métro, dossier R-3900-2014, pièce [C-GM-GI-0017](#), 6 octobre 2014, p. 18.

⁸⁶ S. Audette, « Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois », pièce [A-0012](#), *Op cit.*, p. 93.

⁸⁷ *Ibid.*, p. 95.

3.2.1. QUANTITÉ DEVANT ÊTRE LIVRÉE

[240] L'article 112 de la Loi permet au gouvernement du Québec de fixer par règlement la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur de gaz naturel, ainsi que les conditions et les modalités selon lesquelles s'effectue une telle livraison.

[241] Selon le rapport *Filière du gaz naturel renouvelable*, qui se base sur des informations provenant de Gaz Métro, le potentiel de production à court terme se situe aux environs de 1% à 2% de la consommation québécoise⁸⁸.

[242] Le rapport indique aussi que des analyses préliminaires de Gaz Métro diffusées publiquement en septembre 2016, évoquaient un potentiel québécois de l'ordre de 5 % des volumes distribués au Québec seulement avec les matières organiques résiduelles. Selon l'expert, ce potentiel maximal ne semble toutefois pas tenir compte des enjeux mentionnés tant au niveau technique qu'au niveau économique. En 2013, Gaz Métro faisait état d'un potentiel à court terme de l'ordre de 1 % de la consommation québécoise sur un potentiel maximal d'injection à long terme se situant entre 15 % et 20 %⁸⁹.

[243] En audience, Gaz Métro indique qu'elle considère comme « très facile » l'atteinte d'un niveau de biométhane injecté dans le réseau de 5 % en 2025 et peut-être de 10 % en 2030⁹⁰.

[244] En ce qui concerne Gazifère, les options d'approvisionnement pour du GNR de provenance municipale se limitent à la ville de Gatineau et les municipalités environnantes. Elle indique à cet égard que :

« Dans la mesure où la Ville de Gatineau n'a pas intérêt à faire du biométhane à partir des déchets ou encore si elle préfère faire de l'autoconsommation de son biométhane (comme c'est le cas aujourd'hui),

⁸⁸ *Ibid.*, p. 92.

⁸⁹ Gaz Métro, « [Biométhane](#) », fiche d'information, septembre 2013, 2 pages.

⁹⁰ Dossier R-3972, Notes sténographiques du 15 février 2017, pièce [A-0027](#), p. 58.

les options de production locales deviennent nulles ou quasi nulles tant que des avancées technologiques n'auront pas eu lieu pour développer d'autres moyens de produire du biométhane »⁹¹.

[245] Une autre option d'approvisionnement en GNR pour Gazifère provient de la production faite à partir de résidus de bois. Cependant, des avancées technologiques devront être réalisées avant que ce type de production constitue une source d'approvisionnement fiable.

[246] Par ailleurs, Gaz Métro soutient que les volumes distribués de gaz naturel pourraient être en déclin sur un horizon de long terme. Advenant la matérialisation d'un tel scénario, la fixation d'une cible minimale établie en pourcentage des volumes distribués serait atteinte plus facilement.

[247] Dans l'éventualité où une quantité devant être livrée était établie par le gouvernement du Québec, celle-ci devrait tenir compte, d'une part, de l'évolution de la consommation de gaz naturel et, d'autre part, de la variabilité du niveau de production de GNR dont la qualité et la quantité des intrants peuvent évoluer considérablement dans le temps.

Piste de solution 13. Envisager, d'ici 2020, de fixer une cible volontaire de 60 millions de mètres cubes par an pour Gaz Métro, soit environ 1% des volumes de consommation annuels au Québec et prévoir une modulation progressive en fonction d'un suivi périodique du développement de la filière de production de GNR.

3.2.2. PRIX D'ACHAT

[248] Selon le rapport *Filière du gaz naturel renouvelable*, plusieurs États et territoires utilisent le tarif de rachat garanti (TRG) pour favoriser la production d'électricité ou de GNR dans les filières de valorisation du biogaz.

⁹¹ Gazifère, Rapport remis à la Régie le 20 décembre 2016, [pièce C-GI-0002](#), *Op. cit.*, p. 7.

« Ce TRG peut être soumis à plusieurs contraintes ou processus d'appel d'offres pour favoriser certaines chaînes de valeur par rapport à d'autres (électricité ou GNR par exemple). Ce genre de mesure, surtout s'il n'est pas trop ajusté sur un prix de marché réel volatil, a l'avantage de favoriser les investissements »⁹².

[249] Le rapport indique que les prix d'achat de GNR qui visent à assurer la rentabilité de la production sont généralement plus élevés que le coût du gaz naturel provenant de source fossile dans les juridictions recensées⁹³.

[250] Selon le rapport :

« [...] si une forme de taxe carbone au Canada peut aider au développement de filières de GNR par la réduction de coûts pour certains acteurs de la chaîne de valeur (ou en augmentant le coût des alternatives), il s'agit d'un incitatif indirect. Des subventions directes et des ajustements réglementaires seraient également nécessaires au Canada, comme ce fut le cas ailleurs, pour démarrer certaines filières du biogaz, notamment celles utilisant le procédé avec digesteur »⁹⁴.

[251] Le prix d'achat actuellement offert par Gaz Métro pour du GNR injecté dans son réseau et produit sur son territoire est basé sur le coût évité d'un approvisionnement traditionnel au prix du marché transporté au Québec. Il est donc établi à partir du prix du gaz de réseau de Gaz Métro auquel on additionne les coûts du transport et des droits d'émission relié au SPEDE.

[252] Le prix du gaz de réseau de Gaz Métro est relié au prix du marché du gaz naturel et le coût des droits d'émission du SPEDE dépend des prix de vente réalisés lors des différents encans. Ces prix varient dans le temps et reflètent l'offre et la demande pour ces composantes à différents moments sur leur marché respectif. Quant aux coûts de transport, ils résultent des tarifs de TransCanada et du portefeuille d'outils d'approvisionnement de Gaz Métro.

⁹² S. Audette, « Mandat de balisage, diagnostique, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois », pièce [A-0012](#), *Op cit.*, p. 107.

⁹³ *Ibid.*, p. 30 à 32 et p. 36 à 37.

⁹⁴ *Ibid.*, p. 24.

[253] Gaz Métro mentionne que de nombreux producteurs potentiels de GNR lui ont indiqué que la rentabilité des nouveaux projets est difficile à atteindre en fonction des prévisions de prix d'achat basé sur le coût évité. Un tableau comparatif indique que le prix d'achat offert par Gaz Métro pour du GNR est significativement inférieur aux prix offerts dans d'autres juridictions⁹⁵.

[254] Il apparaît donc probable qu'un prix d'achat du GNR basé sur le prix de marché du gaz naturel et du SPEDE et des coûts de transport n'est pas suffisant pour assurer le développement de la filière de production de GNR par digestion anaérobique.

Tarif de rachat garanti

[255] La mise en place d'un TRG à un niveau différent du coût évité est une façon d'offrir au producteur de GNR un prix de vente plus prévisible pour sa production. Le niveau d'un TRG peut être déterminé selon différents critères, notamment en tenant compte de paramètres assurant la rentabilité de la production.

[256] Cependant, l'expert est d'avis que le revenu nécessaire pour rentabiliser un site de production de GNR varie sensiblement en fonction de la taille du site et des intrants utilisés. De plus, d'autres facteurs comme les conditions climatiques peuvent également influencer la productivité de l'installation et donc induire des fluctuations additionnelles du prix de revient d'un mètre cube de GNR.

[257] Le rapport *Filière du gaz naturel renouvelable* indique que selon la composition des intrants, le design de l'installation et les conditions d'opération, un biodigester peut produire entre 20 et 800 m³ (soit entre 1 et 30 GJ) pour une tonne de déchets organiques. Cet écart est trop considérable pour permettre d'établir un estimé valable. De plus, plusieurs acteurs de la chaîne de valeur des

⁹⁵ Gaz Métro, Mémoire remis le 19 décembre 2016, pièce [C-GM-0003](#), p. 19 et 20.

filières du biogaz ont mis en garde l'expert sur le risque de généralisation pour estimer le potentiel technico-économique de la filière⁹⁶.

[258] En ce sens, le rapport indique qu'un même niveau de TRG appliqué de façon uniforme à un ensemble de producteurs de GNR peut engendrer des résultats financiers très différents entre ces producteurs, allant de la non-rentabilité à la génération de rendements appréciables. Les résultats des analyses de rentabilité dépendent d'un trop grand nombre de variables pour être indicatifs d'une mesure applicable à tous.

[259] Ainsi, du point de vue de l'expert, en l'absence d'aide gouvernementale directe ou de soutien financier d'autres sources, comme le Fonds vert, il apparaît que seule la mise en place d'un TRG supérieur au coût évité permettrait d'initier plusieurs des projets de production de GNR en attente de confirmation.

[260] Un tel TRG devrait être calibré sur la base des coûts et des rendements particuliers de chacun des projets et modulé afin d'assurer dans chaque cas une rentabilité raisonnable. De plus, ce TRG devrait probablement être réévalué lorsque le producteur modifie la nature de l'intrant qu'il utilise. Ainsi, selon le rapport de l'expert, plusieurs niveaux de TRG pourraient être requis selon la nature du projet, sa performance et sa localisation, notamment.

[261] Au-delà de ces enjeux, la Régie est d'avis que la mise en place d'un TRG doit être considérée dans la perspective où les tarifs de gaz naturel au Québec sont déjà élevés par rapport aux autres régions étudiées. Il faut également prendre en compte la possibilité d'une réduction de consommation « *très importante* » anticipée par Gaz Métro en raison des mesures d'efficacité énergétique et de l'arrivée de nouvelles technologies⁹⁷.

[262] Par exemple, sur la base d'un prix de marché de 4 \$/GJ, selon certains scénarios étudiés par l'expert, un TRG de 24 \$/GJ permettrait d'obtenir une

⁹⁶ S. Audette, « Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois », pièce [A-0012](#), *Op cit.*, p. 15.

⁹⁷ Gaz Métro, Mémoire remis à la Régie, pièce [C-GM-0003](#), *Op. cit.*, p. 16.

production de 200 M m³ de GNR, soit environ 4 % de la consommation actuelle de gaz naturel au Québec. Ce prix d'achat du GNR, équivalant à six fois le prix de marché, serait facturé à l'ensemble de la clientèle et aurait un impact à la hausse de 13 % sur les coûts d'approvisionnement en fourniture pour tous les clients.

[263] L'impact tarifaire simulé dans le rapport *Filière du gaz naturel renouvelable* est calculé en fonction des prévisions de vente du dossier tarifaire 2016 de Gaz Métro, qui ne présente pas de baisse des volumes livrés⁹⁸. L'impact tarifaire réel pourrait donc être plus important dans le cas où la perspective de baisse de volume de consommation de Gaz Métro s'avérait juste.

[264] Pour Gazifère, qui a un volume d'affaires substantiellement plus petit que celui de Gaz Métro, tout investissement dans la production de GNR se traduirait par une hausse des coûts de distribution qu'elle récupérerait auprès de sa clientèle.

[265] Ainsi, l'acquisition d'un volume minimal de GNR à un prix supérieur au coût évité pourrait se traduire par des impacts tarifaires non négligeables. La Régie est donc d'avis qu'une certaine prudence est de mise s'il était choisi de faire assumer par les consommateurs de gaz naturel, à même les tarifs de distribution, les coûts d'approvisionnement en GNR.

Piste de solution 14. Envisager la mise en place d'un TRG qui pourrait être supérieur aux coûts évités d'approvisionnement afin de stimuler le développement de la filière de production de GNR au Québec. Considérer, afin d'éviter des hausses tarifaires élevées pour les consommateurs de gaz naturel, que tout écart significatif entre ce TRG et les coûts évités fasse l'objet d'un soutien gouvernemental.

Tarif d'achat volontaire

[266] L'achat volontaire de volumes de GNR à un prix plus élevé que le coût évité constitue une façon de réduire l'impact relié à la socialisation des coûts de

⁹⁸ S. Audette, « Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois », pièce [A-0012](#), *Op. cit.*, p. 94.

développement de cette filière. Cependant, en l'absence de volumes d'achat garantis à des prix suffisamment élevés, la stabilité des revenus des producteurs risque de ne pas être suffisante et de freiner ainsi le développement de projets.

[267] Le rapport *Filière du gaz naturel renouvelable* précise que les prix acceptés par les acteurs d'une chaîne de valeur sont influencés par la valeur perçue de l'ensemble des caractéristiques du produit ou du service rendu. Il ajoute qu'au Canada, la firme *Bullfrog Power* utilise depuis plusieurs années ce modèle de tarification à valeur ajoutée dans un univers déréglementé, et Fortis BC l'utilise dans un univers réglementé.

« Pour un même usage, sans contrainte légale, certains consommateurs sont prêts à payer plus cher pour de l'électricité renouvelable ou du GNR, dans le cadre d'un tarif offert sur une base volontaire »⁹⁹.

Piste de solution 15. Envisager qu'un tarif d'achat volontaire de GNR soit offert aux clients des distributeurs gaziers.

[268] Le rapport évalue toutefois que pour que 100 % des coûts soient assumés par les clients volontaires, ces clients devraient payer 25 % de plus que leur facture totale mensuelle si les coûts d'acquisition du GNR sont de 8 \$ pour Gaz Métro. Il ajoute que :

« [...] l'effort relatif ira en augmentant avec la consommation du client couplé à la nature régressive des tarifs de distribution de Gaz Métro. Les clients volontaires aux autres tarifs verraient des impacts tarifaires relatifs beaucoup plus élevés. Il s'agit donc d'un minimum relatif par rapport à l'ensemble de la clientèle de Gaz Métro qui voudrait adhérer à ce type de tarif »¹⁰⁰.

⁹⁹ S. Audette, « Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois », pièce [A-0012](#), *Op. cit.*, p. 108.

¹⁰⁰ *Ibid.*, p. 122 et 123.

4. NOUVELLES TECHNOLOGIES

[269] De nouvelles technologies sont de plus en plus utilisées à travers le monde dans le domaine de l'électricité. Parmi celles-ci, la production de source solaire PV et le déploiement d'unités de stockage viennent modifier la dynamique des marchés. En parallèle, la pénétration d'applications de domotique et le développement de technologies de l'information ouvrent la voie à un réseau électrique plus « intelligent », facilitant les échanges d'électricité entre les clients et les producteurs, même pour de petites quantités.

[270] Jusqu'à maintenant, en Amérique du Nord, malgré la croissance rapide de la pénétration de ces technologies, grâce à la chute de leurs coûts de fabrication, leur position relative dans le marché demeure marginale.

[271] Cette évolution technologique se réalise cependant dans un contexte où la croissance de la demande d'électricité a considérablement diminué. Ce phénomène de stagnation des besoins énergétiques se constate au Québec comme dans plusieurs autres régions et s'observe également dans le marché du gaz naturel¹⁰¹.

[272] Grâce à son parc de production hydroélectrique, le Québec peut compter sur un approvisionnement en électricité parmi les moins chers au monde. La chute rapide des coûts de production d'électricité de source PV et du stockage de l'électricité pourrait modifier le portrait de l'industrie électrique au Québec. Dans un tel cas, il importe d'en estimer l'horizon et l'ampleur.

[273] Par exemple, les déploiements de réseaux de fibre optique et de téléphonie sans fil ont conduit à une modification rapide et profonde de l'industrie des télécommunications. Par ailleurs, il est fréquent et reconnu que les développements technologiques qui modifient fondamentalement une industrie ou un marché ne se manifestent pas de façon lisse et graduelle mais sont plutôt le fait d'une avancée ou d'une percée qui se concrétise en peu de temps. L'industrie électrique est-elle au seuil d'un tel bouleversement?

¹⁰¹ MOWAT Energy, "Emerging energy trends", *Regulatory responses to Ontario's energy future*, décembre 2016.

[274] Dorénavant, dans les marchés locaux de distribution de l'électricité où ces technologies émergent en nombre suffisant, les participants ne sont plus uniquement des consommateurs. Ils sont des consommateurs-producteurs qui peuvent, tantôt dépendre des approvisionnements du réseau, puis satisfaire en tout ou en partie leurs besoins ou tantôt injecter sur le réseau les surplus inutilisés de leur autoproduction.

[275] Selon le *Lawrence Berkeley National Laboratory*¹⁰², quatre types de réglementation et de tarification peuvent être mis en place pour faire face aux modifications apportées par les nouvelles technologies :

- granulaire : un prix est fixé pour chaque service rendu par le réseau électrique aux consommateurs-producteurs ainsi que pour chaque service rendu par les consommateurs-producteurs au réseau électrique, chaque participant demeurant libre d'acheter les services des autres;
- achat/Vente : une tarification traditionnelle, couvrant l'ensemble des coûts de distribution d'électricité, est établie pour les services rendus globalement par le réseau aux consommateurs, ainsi que pour l'achat par le réseau de l'électricité produite par les consommateurs-producteurs;
- concurrence et agrégation : les services offerts au réseau par les consommateurs-producteurs sont vendus comme sur un marché libre, ce qui favorise l'émergence d'intermédiaires regroupant la production de plusieurs participants;
- tarifs spécifiques : chaque service reçu ou vendu par le réseau en lien avec des consommateurs-producteurs fait l'objet d'un tarif spécifique.

[276] Le rapport conclut qu'aucune meilleure approche ne peut être identifiée *a priori*. Des projets pilotes sont nécessaires et peuvent prendre différentes formes : dossier générique conduit par le régulateur, études de marché, prix et tarifs testés pour une période temporaire, etc. Un fait demeure : ces nouvelles technologies de production et de stockage se déploient rapidement et les structures

¹⁰² Lawrence Berkeley National Laboratory, « [Distribution System Pricing with Distributed Energy Resources](#) », Future Electric Utility Regulation Series, Report No.4, mai 2016, p. 16.

tarifaires actuelles ne reflètent pas adéquatement la valeur qu'elles apportent ni les coûts additionnels qu'elles induisent.

4.1. AUTOPRODUCTION OU PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

[277] L'autoproduction est la capacité qu'a un consommateur raccordé au réseau de distribution d'électricité de combler une partie ou la totalité de ses besoins en électricité au moyen d'une installation de production autonome.

[278] Lorsque plusieurs autoproducteurs sont raccordés sur un même réseau de distribution et sont en mesure, à différents moments, d'injecter sur le réseau une partie de leur production, l'opérateur du réseau doit composer avec un parc de production décentralisée, sur lequel il n'a pas de contrôle véritable.

[279] Ainsi, l'autoproduction soulève d'importants défis pour les distributeurs d'électricité. Alors que la tarification usuelle de l'électricité permet une récupération adéquate des coûts, l'autoproduction se traduit par des pertes de revenus pour les distributeurs sans toutefois s'accompagner d'une réduction correspondante des coûts fixes.

« En fait, si les autoproducteurs contribuent moins à la récupération des coûts, ces derniers sont transférés aux autres catégories de consommateurs. Les modalités des programmes de mesurage net ont une grande incidence sur la progression de la filière solaire »¹⁰³.

[280] Selon Hydro-Québec, l'autoproduction d'électricité demeure pour l'instant très marginale au Québec, avec un peu plus d'une centaine de clients qui participent à son option de mesurage net et moins d'une vingtaine de nouvelles

¹⁰³ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. Cit.*, p. 61.

adhésions chaque année. Environ 80 % de ces clients satisfont une partie de leurs besoins à partir de panneaux solaires PV¹⁰⁴.

4.1.1. ÉNERGIE SOLAIRE ET STOCKAGE D'ÉNERGIE

[281] Les défis posés par ces nouvelles technologies de production et de stockage de l'électricité sont importants. Elles ne font pas qu'ajouter de nouveaux outils pour l'industrie électrique. Elles viennent en modifier les fondements mêmes.

[282] Outre la déréglementation de la production d'électricité depuis le début des années 90, qui a eu peu d'effets perceptibles pour les consommateurs du Québec, la structure de l'industrie électrique est essentiellement la même depuis l'introduction des technologies de transport et de distribution, il y a plus d'un siècle :

- constituée de monopoles naturels dans chaque fonction (production, transport, distribution), qui peuvent être intégrés ou non;
- planification et développement à long terme (10, 20, 40, voire 100 ans pour les équipements de production);
- prise de décision centralisée, sujette à l'approbation d'un régulateur;
- rôle du client limité, désigné usuellement comme un « abonné ».

[283] Contrairement à la production éolienne, qui est venue ajouter un nouveau mode de production s'insérant dans le modèle traditionnel de l'industrie, le solaire PV et le stockage d'électricité viennent changer la donne du marché :

- la décision d'investir en équipements d'autoproduction peut se faire à l'insu du monopole électrique et du régulateur;

¹⁰⁴ *ibid.*, p. 58.

- des panneaux solaires PV peuvent être installés chez un client résidentiel en quelques jours;
- un consommateur peut choisir de ne plus se brancher au réseau et de satisfaire ses besoins en électricité de façon autonome;
- l'utilisateur d'électricité passe du statut d'« abonné » à celui de « consommateur » : il peut décider de la manière dont il souhaite satisfaire ses besoins en électricité, par lui-même, par le réseau ou par une combinaison des deux.

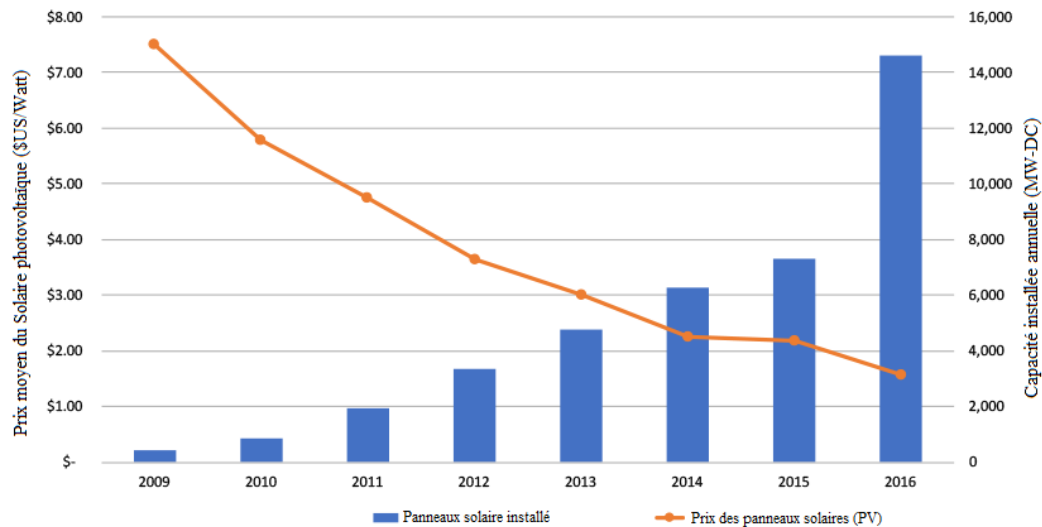
Énergie solaire aux États-Unis

[284] Stimulée par des crédits fiscaux, des subventions ou par la prise en charge par des tiers des coûts d'investissement et d'entretien des systèmes, la production d'électricité de source PV connaît une croissance importante chez nos voisins du sud. Cette croissance marquée du nombre d'installations a favorisé une réduction des coûts de fabrication et des prix, ce qui, à son tour, a stimulé les ventes.

[285] Soutenu par le *Solar Investment Tax Credit* du gouvernement fédéral des États-Unis, la capacité installée de panneaux solaires PV a presque doublé entre 2015 et 2016 aux États-Unis et son prix unitaire moyen est passé sous la barre des 2 \$ US/Watt au cours de l'année 2016. Selon le rapport *Nouvelles technologies*¹⁰⁵, l'industrie du solaire PV résidentiel aux États-Unis dépend de deux importants incitatifs financiers, soit les crédits fiscaux fédéraux qui compensent environ 56 % des coûts du système et l'accès à une option de mesurage net, qui assure au consommateur une forme de rémunération pour l'électricité qu'il injecte dans le réseau.

¹⁰⁵ P. Gonzalez, « Intégration des nouvelles technologies », Université Laval, Rapport remis à la Régie le 15 décembre 2016, pièce [A-0010](#), 25 pages.

GRAPHIQUE 10
ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE AUX ÉTATS-UNIS



Source : [Solar Energy Industries Association \(SEIA\)](#).

[286] En trois ans, la production d'électricité de source solaire a plus que doublé aux États-Unis, passant de 238 GWh à 602 GWh. Les quelque mille distributeurs d'électricité offrant à leur clientèle une option de mesurage net ont acheté en moyenne 623 mégawattheure (MWh) chacun en 2015¹⁰⁶.

[287] Hydro-Québec note que la parité tarifaire est déjà atteinte dans 20 États américains et le sera probablement dans 42 États à l'horizon 2020 :

« Cela signifie que les clients obtiennent, dès la première année, un avantage financier d'opter pour l'autoproduction à partir de l'énergie solaire PV, tout en restant connectés au réseau de leur fournisseur traditionnel d'électricité. Le point de parité diffère d'un État à l'autre principalement en raison des prix de l'électricité différents »¹⁰⁷.

¹⁰⁶ P. Gonzalez, « Intégration des nouvelles technologies », pièce [A-0010](#), *Op. cit.*, p. 13.

¹⁰⁷ Hydro-Québec, « Rapport », dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 59.

[288] Bien qu'en croissance, la pénétration de l'autoproduction à l'aide de panneaux solaires PV, demeure très faible. Aux États-Unis, en 2015, plus d'un million de consommateurs, toutes catégories confondues, étaient équipés de panneaux solaires PV et bénéficiaient d'une facturation nette. Cela ne représente toutefois que moins de 0,64 % des consommateurs.

TABLEAU 4
ÉVOLUTION DE LA FACTURATION NETTE POUR LE SOLAIRE PV
AUX ÉTATS-UNIS

	Nbre de distributeurs	Capacité (MW)	Énergie revenue (MWh)	Nbre de consommateurs	
				Total	en % des clients
2013	857	5 147	238 485	480 054	0,30%
2015	966	9 941	602 233	1 014 181	0,64%

Source : Tableau reproduit à partir du Tableau 7 du rapport *Tarifification de l'électricité*.

Photovoltaïque et stockage au Québec

[289] Comme l'indique Hydro-Québec, la contribution de l'électricité de source PV en période de pointe l'hiver est pratiquement nulle puisque cette pointe de consommation survient habituellement tôt le matin ou en fin d'après-midi, des moments de la journée où le soleil est peu présent. En revanche, la contribution de l'énergie solaire PV est coïncidente avec les périodes de pointes estivales du réseau, marquées par les besoins de climatisation¹⁰⁸.

[290] Toutefois, dans le cas de la pointe d'hiver, si la production d'électricité de source PV est couplée à une installation de stockage, cette dernière peut contribuer à aplanir le profil de consommation de l'autoproduit et ainsi améliorer le bilan en puissance et réduire les coûts qui en découlent.

¹⁰⁸ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. Cit.*, p. 62.

[291] Hydro-Québec s'est montrée intéressée à suivre de près l'évolution et l'intégration en réseau de ces technologies. Elle projette de conduire au cours des prochaines années des tests en laboratoire, des projets pilotes et de démonstration afin d'en évaluer le potentiel pour son réseau et ses clients¹⁰⁹.

[292] Dans ce contexte, le Québec devrait-il, à l'instar d'autres régions, appuyer le développement et la pénétration de ces filières? Si oui, quelle forme devrait prendre cet appui? Compte tenu des bas prix de l'électricité au Québec et de la volonté affichée d'Hydro-Québec et de Gaz Métro d'être actif dans cette filière, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu pour l'instant d'ajouter des efforts en ce sens.

Piste de solution 16. Demeurer à l'affût des nouvelles technologies et inviter TEQ à soutenir des projets pilotes de production d'énergie renouvelable combinée à du stockage d'électricité.

4.1.2. MESURAGE NET

[293] Le mesurage net consiste à établir la consommation d'un client autoproducteur en distinguant, au cours d'une période donnée, l'électricité qu'il a obtenue du réseau de celle qu'il y a injectée.

[294] Lorsque le tarif de l'option de mesurage net accorde le même prix à l'électricité achetée du réseau qu'à celle qui y est injectée, toute quantité d'électricité autoproduite injectée dans le réseau qui excède le volume acheté au cours d'une période de facturation créera un solde positif au profit de l'autoproducteur. Dans un tel cas, le distributeur d'électricité achète la production nette au prix du tarif applicable et non pas à la valeur du coût qu'il a évité au moment de l'injection.

¹⁰⁹ Régie de l'énergie, Notes sténographiques du 14 février 2017, pièce [A-0025](#), p. 232.

[295] Selon Hydro-Québec, la plupart des distributeurs nord-américains rachètent l'électricité des autoproducteurs à un prix basé sur le coût évité. Celui-ci est généralement inférieur au tarif réglementé de l'électricité livrée au site de consommation. Plusieurs organismes de réglementation ont imposé dans leurs décisions un abaissement du prix de rachat afin qu'il corresponde au coût évité. L'établissement du coût évité représente néanmoins un enjeu puisqu'il peut varier sensiblement selon la perspective du client ou du distributeur¹¹⁰.

[296] Les modalités des programmes de mesurage net ont une grande incidence sur la pénétration des nouvelles formes de production d'électricité, dont notamment la filière solaire PV. Bien qu'un prix de rachat inférieur au prix de détail puisse allonger la période de récupération de l'investissement pour le client autoproducteur, il importe que ce prix de rachat respecte le principe de la vérité des coûts et qu'il corresponde au coût évité de l'électricité pour Hydro-Québec au moment et à l'endroit où l'électricité est injectée dans le réseau.

[297] Selon le rapport *Nouvelles technologies*, 44 juridictions américaines ont des politiques de mesurage net en place.

« Il est clair que cette politique a pour but explicite de favoriser le développement de l'industrie solaire. Il est beaucoup moins clair qu'elle ait jamais été envisagée comme une solution viable à grande échelle. Ainsi, près des deux tiers des juridictions ont imposé un plafond au programme : entre 0,2 % et 9 % de la pointe, selon les états [...] »¹¹¹.

[298] Selon Hydro-Québec, la concurrence qu'entraîne la présence accrue d'autoproducteurs dans les réseaux de distribution devrait pouvoir être considérée par la Régie dans l'établissement des tarifs d'électricité, à l'instar de ce qui est prévu au sixième paragraphe du premier alinéa de l'article 49 de la Loi pour les tarifs de gaz naturel.

¹¹⁰ Hydro-Québec « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. Cit.*, p. 61.

¹¹¹ P. Gonzalez, « Intégration des nouvelles technologies », pièce [A-0010](#), *Op cit.*, p. 17.

Piste de solution 17. Envisager une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les paramètres de l'option de mesurage net et de prendre en compte l'impact net sur l'ensemble des coûts, notamment les coûts fixes du réseau, en respectant le principe de la vérité des coûts.

4.2. MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

[299] La Politique énergétique 2030 et le Plan d'action en électrification des transports 2015-2020 visent l'utilisation de l'électricité, une énergie propre, renouvelable et produite au Québec, dans les transports. Ils ciblent le déploiement de 100 000 véhicules électriques sur les routes du Québec d'ici 2020. Ces véhicules représenteraient annuellement une réduction de 150 000 tonnes de GES, des économies de 66 millions de litres de carburant¹¹² et une consommation d'électricité additionnelle de 3 TWh¹¹³.

[300] Hydro-Québec est un acteur important au Québec. Elle soutient l'électrification des transports par sa participation à la mise en place du *Circuit électrique*, le plus important réseau de bornes de recharge publiques pour véhicules électriques au Québec. D'une part, les bas tarifs d'électricité sont un atout pour le développement de l'électrification des transports au Québec. D'autre part, l'accroissement du nombre de véhicules électriques engendre des ventes additionnelles d'électricité, ce qui est souhaitable en période de surplus énergétiques¹¹⁴.

[301] Toutefois, des intervenants se montrent préoccupés par l'impact potentiel de la recharge des véhicules électriques sur la demande de pointe du réseau. Hydro-Québec estime que la contribution coïncidente à la pointe de 100 000 véhicules électriques serait de l'ordre de 50 à 100 mégawatts (MW) (soit moins de 0,3 % de la demande à la pointe actuelle du réseau).

¹¹² Gouvernement du Québec, « [L'énergie des québécois. Politique énergétique 2030](#) », 2016, p. 41.

¹¹³ Gouvernement du Québec, « [Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques](#) », 2011, p. 4.

¹¹⁴ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. Cit.*, p. 61.

[302] Quoique modéré à court terme, cet impact pourrait être mitigé par des options tarifaires donnant un bon signal de prix au consommateur. La Régie est d'avis qu'il y aurait lieu d'établir dans un avenir rapproché une option tarifaire qui amènerait les propriétaires de véhicules électriques à adapter leurs habitudes de recharge et, plus globalement, de consommation électrique en fonction des périodes critiques pour le réseau.

[303] Deux types d'options tarifaires sont actuellement privilégiés à cet égard : la tarification dédiée aux véhicules électriques et la tarification dynamique.

[304] Le tarif dédié aux véhicules électriques se présente sous deux variantes. L'une s'applique uniquement à l'électricité consommée par le véhicule électrique, ce qui exige l'installation d'un compteur dédié à la mesure de cette consommation. L'autre s'applique à l'ensemble de la consommation de la résidence et requiert uniquement d'être propriétaire d'un véhicule électrique pour y adhérer.

[305] Selon une étude du Northeast Group, LLC portant sur les tarifs dédiés aux véhicules électriques, la tarification dynamique a émergé comme standard dans l'industrie et très peu de distributeurs offrent aujourd'hui des tarifs à forfait, soit un prix fixe pour un usage illimité, ou des tarifs à palier¹¹⁵. La tarification dynamique offerte dans ces situations est souvent caractérisée par d'importantes réductions par rapport au tarif régulier en période hors pointe, avec un tarif plus élevé en période de pointe. Parmi les distributeurs qui offrent à la fois une tarification dynamique pour la résidence et une spécifique au véhicule électrique, cette dernière est généralement plus avantageuse et caractérisée par un tarif en période hors pointe nettement inférieur au tarif régulier.

[306] L'option d'une tarification spécifique pour véhicules électriques lorsque associée à l'installation d'un compteur additionnel, diminue les économies potentielles de la tarification dynamique. De plus, la Régie est d'avis que d'autres usages d'une résidence pourraient bénéficier d'une tarification dynamique. Il lui semble donc plus intéressant de considérer la tarification dynamique applicable à l'ensemble de la charge de la résidence d'un propriétaire de véhicule électrique.

¹¹⁵ Northeast Group, LLC. 2015, [US Utility Electric Vehicle Tariffs](#), Volume V, été 2015.

[307] Tel que mentionné précédemment, il apparaît souhaitable d'introduire l'option d'une tarification dynamique – heures critiques chez la clientèle d'Hydro-Québec. Cette solution serait d'autant plus à privilégier pour la tarification de la recharge des véhicules électriques. En raison de l'importance de cette charge et de la facilité à la programmer, ce nouvel usage pourrait jouer un rôle important dans l'écoulement des surplus d'énergie et la gestion de la demande en puissance. D'ailleurs, selon le rapport *Nouvelles technologies*, « l'option d'un tarif TOU pour la maison semble aller de soi » pour la recharge à domicile des véhicules électriques¹¹⁶.

[308] Par ailleurs, la Régie note qu'Hydro-Québec a proposé l'introduction d'un tarif expérimental adapté au très faible facteur d'utilisation des bornes de recharge des véhicules électriques de 400 volts et plus à courant continu faisant l'objet d'un abonnement distinct¹¹⁷. Hydro-Québec compte également documenter cet usage dans le cadre d'un projet pilote actuellement en cours afin d'en tenir compte dans l'élaboration d'une tarification appropriée¹¹⁸.

Piste de solution 18. Envisager d'offrir aux propriétaires de véhicules électriques une option de tarification dynamique – heures critiques qui pourrait être accompagnée de supports technologiques. À cet effet, prévoir un projet pilote d'ici 2020 en vue de mesurer l'intérêt envers la tarification dynamique et de tester des technologies habilitantes associées aux principaux usages résidentiels ainsi qu'aux bornes de recharge pour véhicules électriques individuels.

[309] La Régie note également qu'Hydro-Québec mène actuellement un projet pilote pour déterminer le potentiel de stockage des véhicules électriques individuels. Le projet se déroule dans deux maisons de Shawinigan équipées d'appareils dotés d'intelligence artificielle, notamment pour effectuer les transferts de puissance entre le véhicule électrique et la maison au moment opportun en fonction des besoins des occupants¹¹⁹.

¹¹⁶ P. Gonzalez, « Intégration des nouvelles technologies », pièce [A-0010](#), *Op. cit.*, p. 19.

¹¹⁷ Hydro-Québec, « Rapport », pièce [C-HQD-0004](#), *Op. cit.*, p. 64.

¹¹⁸ Régie de l'énergie, Notes sténographiques du 14 février 2017, pièce [A-0025](#), p. 174.

¹¹⁹ *Ibid.*, p. 260.

5. CHOIX ÉNERGÉTIQUES

[310] La Politique énergétique 2030 vise à assurer une gouvernance intégrée de la transition énergétique¹²⁰. Le gouvernement du Québec s'engage à maintenir une perspective d'ensemble cohérente par une gouvernance moderne, responsable et intégrée. Afin de planifier l'approvisionnement adéquat de toutes les formes d'énergie requises par la clientèle industrielle, notamment le gaz naturel, l'électricité et les différentes formes de bioénergie, le gouvernement du Québec mettra en place un groupe de travail permanent sur les approvisionnements énergétiques industriels. Il sera chargé de planifier les développements futurs des réseaux de transport d'énergie et de répondre aux attentes particulières des grands projets d'investissement industriels.

[311] Les monopoles électriques et gaziers du Québec ont aussi une vision multi-énergies. Hydro-Québec a demandé à la Régie d'approuver un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane. Gaz Métro dispose déjà d'un programme d'aide pour convertir au gaz naturel des clients consommant d'autres formes d'énergie plus polluantes. Gaz Métro a par ailleurs procédé en mars 2017 à l'acquisition d'une entreprise spécialisée dans le développement, l'installation et le financement de systèmes solaires PV.

[312] La réglementation de l'énergie se réalise usuellement filière par filière. Un projet soumis pour autorisation par un distributeur d'électricité est évalué principalement en fonction de son incidence sur lui et ses clients. Il en va de même pour un projet soumis par un distributeur de gaz naturel. Cette approche a ses limites.

[313] La Régie notait récemment, dans une analyse d'un programme d'efficacité énergétique de Gaz Métro, que les économies d'énergie d'autres sources que le gaz naturel que ce programme générerait, n'étaient pas prises en compte dans ses paramètres de gestion et d'évaluation. En réponse à un suivi demandé par la Régie à cet égard, le distributeur indiquait :

¹²⁰ Gouvernement du Québec, « [Politique énergétique 2030: L'énergie des Québécois - Source de croissance](#) », 2016, p. 14.

« Le programme PE226 Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments permet de déceler des mesures d'efficacité énergétique autant pour le gaz naturel que pour l'électricité. Le programme est géré par Gaz Métro pour les mesures visant le gaz naturel et par le BEIE pour les mesures reliées à l'électricité après qu'Hydro-Québec se soit retirée du programme en 2013.

[...]

Gaz Métro entend également discuter de ce dossier avec les représentants de Transition énergétique Québec (TEQ) dans le cadre de la préparation du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques »¹²¹.

[314] Il en va de même lorsque la Régie examine d'autres types de projet soumis par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel. Compte tenu de la concurrence et de la complémentarité entre les formes d'énergie, incluant celles qui sont réglementées, l'analyse d'un projet dans la perspective d'une seule forme d'énergie soulève des enjeux.

[315] Ces enjeux se manifestent par exemple dans le cas d'une extension de réseau de gaz naturel. Selon les règles actuelles, un tel projet pourrait ne pas être autorisé sur la base des considérations de rentabilité économique usuelles, c'est-à-dire que la valeur actualisée des flux de revenus additionnels que générerait l'extension de réseau, sur la base des tarifs actuels, ne permettrait pas de couvrir le coût des investissements requis pour la réaliser.

[316] Bien que cette extension soit jugée non rentable, le prix payé actuellement par les consommateurs visés, qui comblent leurs besoins avec une autre forme d'énergie, pourrait être nettement supérieur à celui du gaz naturel. Si ce surcoût évité était socialisé, il pourrait contribuer à justifier la rentabilité économique de l'extension de réseau. En élargissant ainsi l'analyse de ces projets afin de prendre en compte plus d'une forme d'énergie et en visant à combler les besoins

¹²¹ Gaz Métro, « Rapport annuel des programmes et des activités en efficacité énergétique (PAEE) 2015-2016 », dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 54.

énergétiques au plus bas coût ou selon les objectifs d'une politique énergétique, la société pourrait être globalement plus riche.

[317] La situation inverse pourrait aussi se produire. Une extension de réseau pourrait afficher une rentabilité économique pour le distributeur, mais être sous-optimale en termes de coût d'approvisionnement en énergie pour les consommateurs visés.

[318] Le meilleur choix économique repose sur l'examen relatif de toutes les solutions possibles. Les besoins des consommateurs peuvent être comblés par plusieurs formes d'énergie.

Piste de solution 19. Envisager dans un décret de préoccupations que, lors de l'examen par la Régie de projets d'investissement, les projets concurrents d'investissement en croissance des distributeurs d'énergie soient examinés en considérant les coûts des différentes avenues énergétiques.

5.1. EXTENSION DE RÉSEAU

[319] Gazifère et Gaz Métro souhaitent une modification du cadre réglementaire à l'égard des extensions de leur réseau de distribution. Gaz Métro est d'avis qu'il est essentiel d'avoir recours à tous les outils tarifaires et réglementaires disponibles pour faciliter l'accès au gaz naturel des consommateurs qui n'y ont actuellement pas accès. Ces deux distributeurs indiquent la difficulté croissante de rentabiliser des projets d'extension de réseau en fonction du cadre réglementaire actuel en raison des coûts marginaux élevés auxquels ils font face et de la nécessité d'obtenir *a priori* des garanties de volumes de gaz consommé d'un nombre de clients suffisamment important sans pouvoir tenir compte des possibilités de croissance future.

[320] Gaz Métro affirme que « l'arrivée de nombreuses technologies pourrait néanmoins diminuer le niveau de consommation du gaz naturel et donc exercer une pression à la hausse sur les tarifs de distribution de l'ensemble de la clientèle »¹²².

[321] Actuellement, les projets soumis à l'autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73 de la Loi, sont ceux qui nécessitent des investissements supérieurs à 1,5 M\$ pour Gaz Métro et supérieurs à 450 000 \$ pour Gazifère.

[322] En vertu de l'article 5 de la Loi, la Régie assure, dans l'exercice de ses compétences, la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement du Québec et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

[323] Dans ce cadre, il importe notamment de s'assurer que la clientèle existante des réseaux de distribution de gaz naturel, relativement peu nombreuse comparativement à celle du distributeur d'électricité, n'assume pas une part déraisonnable du coût de l'extension des réseaux gaziers.

[324] Au fil de ses décisions¹²³, la Régie a établi des critères servant de guide dans le cadre du processus de prise de décision. De façon générale, un projet d'extension de réseau devrait se justifier économiquement et ne devrait pas avoir, à long terme, un effet à la hausse sur les tarifs.

[325] La Régie s'appuie sur plusieurs principes et facteurs lorsqu'elle autorise un projet d'investissement d'un distributeur. Même si elle s'en tient généralement au critère de rentabilité économique, elle peut également considérer d'autres critères, de nature sociétale par exemple.

¹²² Gaz Métro, Mémoire remis à la Régie, pièce [C-GM-0003](#), *Op. cit.*, p. 13.

¹²³ Notamment les décisions D-90-60, D-96-21 et D-97-25.

Piste de solution 20. Compte tenu du faible nombre de consommateurs de gaz naturel au Québec, afin d'éviter des hausses de tarifs indues, envisager des aides publiques dans les cas où l'extension de réseau gazier est non rentable sur la base de tarifs raisonnables¹²⁴.

5.2. ÉLARGISSEMENT DE L'OFFRE ÉNERGÉTIQUE ET DES ACTIFS RÉGLEMENTÉS

[326] La Régie est attentive aux mutations qui touchent le marché de l'énergie et leurs impacts sur les distributeurs et leurs clientèles.

[327] Gazifère et Gaz Métro expriment le souhait d'élargir leurs offres énergétiques et de pouvoir intégrer des actifs de nature non réglementée dans leur base de tarification.

[328] Gaz Métro est d'avis que la façon la plus efficace de desservir la clientèle est généralement par l'extension de son réseau de distribution. Cependant, certains clients sont trop éloignés pour rendre cette option viable. Selon elle, d'autres solutions que la distribution par canalisation sont possibles pour alimenter ces clientèles en gaz naturel : il s'agit de leur livrer du gaz naturel par fardier sous forme comprimée (GNC) ou liquéfiée (GNL). Or, contrairement à la Colombie-Britannique, la vente de GNL et de GNC n'est pas réglementée au Québec.

« Conséquemment, les investissements associés à la distribution du GNL et du GNC ont été exclus des actifs réglementés, et ce malgré que le réseau de distribution soit essentiel, peu importe la forme du gaz naturel consommé. Tel que démontré précédemment, le GNL et le GNC permettent de maximiser l'accès des clients au gaz naturel, d'accroître l'utilisation du

¹²⁴ Le Plan économique du Québec de mars 2015 prévoit une somme de 38 M\$ pour permettre des extensions du réseau de distribution de gaz naturel. Comme l'indique le Budget du Québec 2017-2018, le Plan prévoit assouplir les normes d'investissement pour accélérer l'extension du réseau. Le Budget du Québec 2017-2018 précise que ces investissements permettent d'éviter un impact sur les tarifs.

réseau gazier au bénéfice de la clientèle et à Gaz Métro de jouer son rôle d'utilité publique en desservant les clients désirant consommer du gaz naturel. Ainsi, en conformité avec la Politique énergétique 2030, les outils tarifaires et réglementaires devront être révisés afin de faciliter la consommation du gaz naturel dans toutes ses formes, même si le réseau ne peut être étendu, afin de faciliter la transition énergétique souhaitée. Certains actifs nécessaires à ce type d'activité devraient donc pouvoir se retrouver dans la base de tarification du distributeur »¹²⁵.

[329] Pour Gazifère, « les freins au développement des nouvelles technologies découlent de l'incapacité pour les distributeurs gaziers d'intégrer certaines avancées technologiques dans leurs activités habituelles, alors que sans l'implication de ces distributeurs, ces nouvelles technologies ne pourront aller de l'avant, ou seront peu développées et à un rythme beaucoup plus lent »¹²⁶.

[330] À ce titre, Gazifère considère que le développement de la filière du transport de marchandises par fardier fonctionnant au gaz naturel comprimé est tout désigné pour son territoire exclusif.

« Cependant, les ressources requises pour mettre en branle des projets qui orienteraient le marché vers cette nouvelle utilisation du gaz naturel, peuvent difficilement, dans le cadre de la législation actuelle, constituer des dépenses considérées comme étant réglementées, c'est-à-dire recouvrables par l'entreprise réglementée comme faisant partie de son coût de service »¹²⁷.

[331] La Régie reconnaît que le développement des technologies pourrait provoquer une mutation de l'industrie de l'énergie qui requiert une adaptation du cadre juridique. Cette adaptation peut parfois constituer une prémisse à la modification du rôle que cette industrie doit jouer afin de coordonner ses efforts avec les orientations de la Politique énergétique 2030.

¹²⁵ Gaz Métro, Mémoire remis à la Régie, pièce [C-GM-0003](#), *Op. cit.*, p. 29.

¹²⁶ Gazifère, Mémoire remis à la Régie, pièce [C-GI-0002](#), 20 décembre 2012, p. 22 et 23.

¹²⁷ Gazifère, Mémoire remis à la Régie, pièce [C-GI-0002](#), 20 décembre 2012, p. 22.

[332] En outre, Gaz Métro souhaite qu'une nouvelle offre tarifaire au service de distribution permette « l'atteinte d'objectifs commerciaux, tels que l'amélioration de la position concurrentielle du gaz naturel et le développement de nouveaux marchés ou de nouvelles régions, notamment par l'intermédiaire d'un niveau optimal d'interfinancement assurant la maximisation de l'utilisation du réseau de distribution »¹²⁸.

Piste de solution 21. Examiner, sur la base de rapports d'experts, l'opportunité de permettre la récupération dans les tarifs de distribution de gaz naturel de certaines dépenses d'investissements et d'exploitation reliées à des activités non réglementées, comme des postes de distribution de gaz naturel comprimé ou liquéfié, si elles sont socialement rentables et respectent les priorités énergétiques établies pour le Québec.

Piste de solution 22. Le cas échéant, des modifications législatives pourraient être élaborées en conséquence.

[333] Par ailleurs, il importe de rappeler le rôle et la mission de TEQ à l'égard de l'atteinte des cibles en matière énergétique. En vertu de la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*¹²⁹, TEQ a pour mission de soutenir, de stimuler et de promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques et d'en assurer une gouvernance intégrée. Elle coordonne également la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires à l'atteinte des cibles en matière énergétique déterminées par le gouvernement du Québec et en assure le suivi. Enfin, dans le cadre de sa mission, elle élabore le plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques, dans une perspective de développement économique responsable et durable. Dans ce contexte, TEQ doit être partie prenante à toute initiative permettant d'accroître l'offre énergétique et d'y intégrer adéquatement celle issue des nouvelles technologies. La Régie est d'avis que le recours au GNL ou GNC afin de réduire l'empreinte carbone dans

¹²⁸ Gaz Métro, Mémoire remis à la Régie, pièce [C-GM-0003](#), 19 décembre 2012, p. 13.

¹²⁹ Gouvernement du Québec, « [Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives](#) », sanctionnée le 10 décembre 2016.

l'industrie du transport, s'inscrit dans ce mandat et ne peut se faire sans le leadership de TEQ.



Les actions de la Régie. www.regie-energie.qc.ca

