

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

R-3905-2014

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

et

INTERVENANTS

---

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS  
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

---

### PLAN D'ARGUMENTATION

#### 1. CONTEXTE

- Poursuite des efforts d'efficacité et de modernisation de l'entreprise ;
- Conditions climatiques extrêmes de l'hiver 2013-2014 ;
- Faible croissance des ventes en 2014 et plusieurs annonces de fermeture d'installations de grands clients annoncés pour 2015, occasionnant une réduction des ventes de l'ordre de 1 TWh par rapport à la prévision déposée au dossier tarifaire ;
- Poursuite de la mise en service de projets de production d'énergie renouvelable déterminés par règlement ;
- Plan budgétaire du gouvernement du Québec de juin 2014 ;
- Décret 814-2014 « *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016* » ;

- Décret 1013-2014 « *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de l'établissement d'un tarif de développement économique* » ;
- Projet de loi n° 28 « *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016* ».

## **2. LE BUDGET DU GOUVERNEMENT ET LES DÉCRETS**

### **2.1 Principes d'interprétation**

Le gouvernement a édicté deux décrets de préoccupation relativement à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015 et 2016 ainsi qu'à l'égard de l'établissement d'un tarif de développement économique :

- Le décret 814-2014 « *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016* » ;
- Le décret 1013-2014 « *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de l'établissement d'un tarif de développement économique* » ;

Sur la prise en compte d'un décret, la Régie a déjà statué ainsi :

«Tel que souligné par certains intervenants, la Régie considère que les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées par le gouvernement ne constituent qu'un des nombreux éléments énumérés à la Loi qu'elle doit prendre en compte ou dont elle doit « tenir compte ».»

Décision D-2008-024 (R-3644-2007) Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009

### **2.2 Efficience**

- Le Distributeur est en mode efficience depuis plusieurs années et la réduction de ses effectifs a été entamée avant même l'intervention du gouvernement et l'effort additionnel demandé dans le budget 2014-2015.
- Effort additionnel demandé par le gouvernement du Québec dans le budget 2014-2015 :
  - 150 M\$ pour 2014-2015 et 65 M\$ pour 2015-2016 (effort collectif de l'ensemble d'Hydro-Québec, incluant celui de la division Distribution aux cibles d'amélioration des résultats).

- 150 M\$ répartis comme suit : 85 M\$ provenant de revenus d'exportation additionnels, 50 M\$ en gains d'efficience et 15 M\$ par un gel de la masse salariale.
- Pour 2014, sujet à l'adoption du projet de loi n°28, l'excédent de rendement sera effectivement versé au gouvernement (67 M\$ selon le 10-2). Par contre, l'efficience récurrente a été remise en 2015 dans les tarifs. L'efficience additionnelle, le cas échéant, le sera aussi en 2016. De plus, cette efficience additionnelle découle des efforts constants de la division de toujours faire mieux tout en préservant la force de travail liée aux activités opérationnelles.
- Gel de la masse salariale demandé pour 2014-2015 et 2015-2016 (années financières du gouvernement) à Hydro-Québec dans son ensemble, et non pas uniquement au Distributeur. Toutefois, en ce qui concerne le Distributeur, une fois l'effet du compte d'écart sur le coût de retraite retiré, la masse salariale globale passe de 729 M\$ à 705 M\$ entre l'année historique 2013 et l'année témoins 2015.
- Des efforts très significatifs et tangibles : dans l'évolution de l'effectif, les gains récurrents d'efficience de 322 M\$ depuis 2008 dont 38 M\$ générés pour 2015. Une baisse de 24 % des ETC entre 2009 et 2015 (présentation de Daniel Richard HQD-17, document 1, page 7) .
- Des réductions de l'effectif avec le souci constant du maintien de la qualité du service, et ce bien que le tout s'inscrive dans une refonte importante des processus effectuée aux services à la clientèle et au réseau de distribution.

## **2.3 Ménages à faible revenu**

### **2.3.1 L'approche du Distributeur**

D'emblée, il importe de souligner que depuis plusieurs années, le Distributeur propose des mesures pour les clients à faible revenu et les résultats parlent : près de 97 000 ententes destinées aux clients à faible revenu au 30 novembre 2014 dont près de 36 000 ententes personnalisées assistant les clients les plus démunis dans le paiement de la dette et de la consommation d'électricité. L'objectif est d'offrir à ces clients des ententes à la hauteur de leur capacité de payer leur permettant de développer une habitude de paiement.

Plus globalement, l'offre du Distributeur est orientée vers trois axes qui s'inscrivent en continuité avec les mesures déjà déployées depuis plusieurs années.

Les trois axes sont :

- L'accessibilité aux ententes de paiement pour les clients MFR en difficulté de paiement ;
- Le PGEÉ ;
- L'harmonisation des services pour les clients MFR.

La stratégie du Distributeur consiste à mettre sur pied des formules adaptées pour les clients MFR plutôt qu'une solution unique :

«Mais je reviens sur les faibles revenus en mentionnant qu'à notre avis, au lieu de tenter une stratégie qui consisterait à prendre l'ensemble des gens, tels qu'on les définit au niveau des faibles revenus, et tenter de trouver une formule unique pour tous ces gens-là, nous, on pense qu'on fait fausse route. On est beaucoup mieux d'avoir quelque chose qui est plus adapté, quitte à être plus généreux, et de cibler les bonnes personnes, comme vous l'avez mentionné, les faibles revenus qui sont en difficulté de paiement. C'est ça l'objectif.»

Daniel Richard, N.S., vol. 1, p.92

### 2.3.2 Les ententes de paiement

Le présent budget 2014 de la stratégie visant la clientèle à faible revenu de 25,8 M\$ a permis de doubler le nombre d'ententes de paiement par :

- la simplification de la validation des preuves de revenu ;
- la simplification des entrevues ;
- la mécanisation des appels d'accompagnement ;
- l'introduction de l'entente passerelle.

Toutefois, le Distributeur est conscient que certains MFR de la strate des plus démunis continuent d'éprouver de la difficulté à payer la facture, même réduite.

Ainsi, il propose d'introduire une notion de taux d'effort, soit le ratio du paiement sur le revenu, dans la détermination du soutien au paiement de la facture de façon à ramener le paiement en-deçà de 50 % de la consommation pour les clients les plus démunis.

Le Distributeur soumet également qu'il ne serait pas opportun, tel que suggéré par UC, de codifier aux *Conditions de service d'électricité* les paramètres d'une entente de paiement standard. Une telle façon de faire irait à l'encontre de l'approche du Distributeur que constitue la recherche de solutions adaptées plutôt qu'une solution unique.

Le Distributeur est également d'avis que l'opinion de la Régie exprimée à la décision D-2002-261, est toujours de mise :

«La Régie estime que le processus d'appel et de révision à deux niveaux administratifs, conjugué au suivi proposé par le Distributeur dans son protocole, contribue à promouvoir l'offre d'entente raisonnable par le distributeur.

La Régie est aussi d'avis qu'à la suite des deux propositions du Distributeur et du dépôt de ses engagements dans le protocole, l'ouverture d'un recours quasi-judiciaire relativement aux 600 000 ententes de paiement n'est pas justifiée actuellement. Dans le cadre d'une réglementation allégée, il est inapproprié qu'elle puisse intervenir sur le montant précis de chacune des ententes de paiement.»

D-2002-261, p. 19 (R-3439-2000)

### 2.3.3 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

En matière d'efficacité énergétique, le Distributeur a mis en place dès son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ 2003-2006) des programmes visant spécifiquement à réduire la consommation d'électricité des clients MFR

De 2003 à la fin de l'année 2014, 46 M\$ auront été investis par le Distributeur pour les programmes du PGEÉ destinés aux clients MFR et auront permis de réduire la consommation de ces ménages de 85 GWh.

Des mesures plus structurantes et durables, comme celles concernant l'enveloppe des bâtiments (isolation des murs, fenêtres et entretoits), sont mises de l'avant avec le programme Rénovation énergétique MFR.

Le Distributeur agit également au niveau de l'offre de produits et d'équipements, notamment en développant le volet Remplacement de frigos énergivores pour les clients à faible revenu et en déployant le volet Multilogement du programme *Thermostat électronique*

Pour répondre aux préoccupations du gouvernement, et tenter de rejoindre cette clientèle, en forte proportion locataire, le Distributeur veut agir de pair avec les acteurs qui connaissent et qui agissent déjà auprès de cette clientèle.

Des discussions ont été amorcées, entre le Distributeur et le BEIÉ, afin de mieux arrimer les interventions et de proposer à la clientèle une offre plus complète et mieux intégrée. Ainsi, le recours à des prestataires qui assureraient une livraison de programmes de type « clé en main » est envisagé par le Distributeur.

Enfin, à la lumière des résultats du projet-pilote en cours sur la gestion de la demande en puissance (chauffe-eau), le Distributeur pourra intégrer tout programme de gestion de la demande en puissance à son offre aux clients MFR.

### 2.3.4 L'harmonisation des services

Le Distributeur envisage la mise en place d'un centre d'accompagnement pour les clients MFR afin de regrouper les différents services offerts. Les clients pourront obtenir plus facilement :

- les informations relatives à la qualification pour les différents services ;
- une entente de paiement adaptée à leur situation ;
- un diagnostic de leur consommation d'électricité suivi d'une proposition de mesures visant la réduction de leur consommation.

### 2.3.5 Autre mesure déjà en place – la deuxième tranche

Le fait de faire porter l'augmentation de tarifs deux fois plus sur la seconde tranche du tarif D que sur la première constitue également une mesure qui permet d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire pour les MFR. Comme démontré au cours des années, en appliquant cette stratégie, les ménages ayant une facture d'électricité plus petite, dont plusieurs MFR, ont une hausse tarifaire moindre, alors que les ménages qui ont une facture d'électricité importante ont une hausse supérieure.

De l'avis de la Régie (D-2009-016, p. 79), cette stratégie répondait par ailleurs au décret 702-2006 *concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie afin de mieux répondre à la situation des ménages à faible revenu* qui demandait à la Régie de «porter une attention à la situation des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les coûts de l'énergie». Le Décret de préoccupation s'inscrivait dans le cadre de la stratégie énergétique du gouvernement 2006-2015.

Par ailleurs, il n'y a eu aucune démonstration probante à l'effet que cette stratégie doive être remise en question.

Enfin, il est utile de rappeler que le Distributeur fait face à des dépenses de mauvaises créances de l'ordre 100 M\$ pour l'année témoin 2014 et d'un peu plus en 2015, des dépenses qui font une pression sur les tarifs supportés par l'ensemble de la clientèle. Il doit donc gérer avec beaucoup de rigueur l'ensemble de ses efforts à ce chapitre, notamment en soutenant adéquatement les ménages qui en ont réellement besoin.

### 3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

#### 3.1 LE PASS-ON 2013-2014

Les soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on* qui s'élèvent à 380 M\$ (ou 364 M\$, solde total révisé en date d'aujourd'hui) exigent un traitement exceptionnel.

Afin de limiter la hausse tarifaire à 3,9 % (3,5 % au tarif L), le Distributeur propose un étalement sur cinq ans des soldes 2013-2014 du compte de *pass-on*, à compter de 2016 (plutôt qu'un versement intégral aux revenus requis 2015, occasionnant par le fait même une hausse de 7,6 % (7,3 % au tarif L)).

Comme expliqué dans la preuve, il est important de rappeler que la Régie, dans sa décision D-2008-024, a énoncé l'importance de retenir une approche au cas par cas lui permettant de disposer de la flexibilité nécessaire pour faire face aux situations qui pourraient survenir. Elle privilégiait ainsi une approche factuelle, après avoir considéré le solde du compte de *pass-on*, le respect des principes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire.

La proposition actuelle du Distributeur d'un étalement sur 5 ans tient compte de ces trois éléments,

De plus, la proposition du Distributeur est cohérente avec les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques, d'autant plus qu'il est question d'appareiller des comptes d'écarts résultant d'un même événement.

«[...] la proposition que l'on a faite c'est celle qui nous apparaît la plus centrée et la plus logique en termes quand on parle d'appareiller les mêmes comptes d'écarts qui résultent d'un même événement.»

Daniel Richard, NS, vol. 1, p. 165

Bien qu'il considère sa proposition centrée, le Distributeur ne s'oppose pas aux autres mesures envisageables qui permettraient de mitiger la hausse :

- Versement à titre exceptionnel aux revenus requis 2015 de l'écart créditeur de 20,7 M\$ du BEIÉ ;
- Versement à titre exceptionnel aux revenus requis 2015 du solde au 30 septembre du compte de nivellement 2014 s'élevant à 128 M\$ plus les intérêts. En date du 30 novembre 2014, le solde du compte au 30 décembre s'élève à 145,4 M\$ (crédeur). (Engagement 16 – HQD-18, document 5.)

### **3.2 La rémunération des comptes d'écarts et de report (CER).**

Tous les comptes d'écarts et de report du Distributeur sont rémunérés au coût moyen pondéré du capital (CMPC) depuis la décision D-2003-93.

Cette approche a été entérinée par la Régie au fil de ses décisions et force est de constater à la lecture de la preuve déposée par le Distributeur et par la firme Concentric qu'il s'agit d'une pratique reconnue par un bon nombre de régulateurs nord-américains.

Il est important de rappeler que l'utilisation du CMPC reflète la situation du Distributeur quant à la gestion intégrée de la dette et à sa structure de capital. Les faits sont indéniables, le financement d'Hydro-Québec est réalisé de façon intégrée. Il n'y a pas de financement par actif, par projet ou par unité.

La question de l'établissement d'un coût de dette théorique sur une base d'isolement (*stand alone*) a déjà fait l'objet de discussions en 2003 et il s'est avéré que cela n'était pas praticable.

«La décision d'utiliser le coût de la dette intégrée, donc qui avait été prise en deux mille un (2001) et deux mille quatre (2004) repose, bien entendu, au premier chef sur le fait, tel que réitéré par monsieur Lafleur, qu'Hydro-Québec ne réalise pas de financement par actif, par projet ou par unité. C'est un financement, une gestion qui est faite globale sur la base intégrée de l'entreprise. On ne peut donc lier à un financement, à un actif spécifique ou à une unité spécifique. Ça, donc, c'est une réalité incontournable. L'utilisation du coût intégré de la dette d'Hydro-Québec reflète donc la réalité de cette gestion. Elle reflète également le fait que la Régie avait conclu à l'époque qu'il n'y avait pas de façon adéquate d'établir un coût de la dette théorique pour les unités réglementées sur une base d'isolement. Donc, comment ce serait financé sur une base d'isolement, il y a eu des discussions là-dessus. Ce n'était pas faisable d'établir, donc, un coût de la dette théorique sur une base d'isolement.»

Éric Maillé, NS, vol. 4, p. 116.

Le financement intégré procure plusieurs avantages pour le Distributeur par rapport à une approche d'isolement (*stand alone*) dont :

- un accès aux conditions de marché avantageuses de la province de Québec pour le coût des financements grâce à la garantie de la province de Québec ;
- des économies d'échelle ;
- une plus grande liquidité des titres ;
- un meilleur accès au marché financier ;
- un apport avantageux de la dette non-réglémentée dans les coûts de financement ;

- une coassurance ou diversification des risques de taux d'intérêt.

[Éric Maillé, NS, vol. 4, p. 118.]

Pour 2015, le trésorier d'Hydro-Québec a déjà financé le solde net important des CER selon les principes reconnus par la Régie. Ce financement, combiné aux autres réalisés par Hydro-Québec en 2014 et prévus en 2015, a eu pour effet de faire baisser le coût intégré de la dette à 6,511 % (6,443 % suite à la révision - HQD-4, document 3.3), à l'avantage de l'ensemble des clients.

Les soldes des CER du Distributeur ont été financés en capital et en dette, le tout, notamment, conformément aux principes réglementaires en vigueur concernant la gestion de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Il s'agit bel et bien d'un actif réglementaire reconnu par la Régie comme nécessaire et utile pour rendre le service aux clients.

Les soldes représentent des montants significatifs pour le Distributeur. Outre le montant net dû à l'hiver 2014 (environ 236 M\$), il faut tenir compte du solde du compte pour aléas climatiques pour les années 2009 à 2013 qui se chiffre à environ 223 M\$. Le solde total des CER de plus d'un an qui seraient touchés serait d'environ 459 M\$ en date du 31 décembre 2014.

La preuve démontre également que la rémunération des CER est une pratique reconnue par les régulateurs nord-américains, pratique modulée selon le type de compte, l'importance du solde, la durée de l'amortissement et de l'impact sur le profil de risque.

- La majorité des CER amortis sur plus d'une année reçoivent un rendement et, plus souvent qu'autrement, reçoivent le CMPC. À titre d'exemple, au Canada, pour les comptes de plus d'un an, Alberta Utility Commission et l'Office national de l'énergie accordent le CMPC sur les CER.
- Pour les comptes de moins d'un an, le traitement réglementaire varie selon les cas et certaines d'entre elles accordent des coûts de dette de long terme et d'autres des coûts de dette de court terme. (J. Lieberman, NS, vol 4, p. 125)

Par ailleurs, l'attribution d'un financement des CER constitué à 100 % de dette de court terme est incompatible avec la structure du capital présumée du Distributeur et engendrerait conceptuellement une augmentation du coût moyen de la dette intégrée.

Il a été clairement démontré que la position exprimée par le Dr Booth est incompatible avec le financement intégré :

«Dans ce contexte, donc, la proposition du Dr. Booth - et je ne dis pas que c'est comme ça nécessairement qu'il le voit ou qu'il l'a fait - mais de notre point de vue, cette proposition revient, à toutes fins pratiques, à vouloir assigner directement une partie des emprunts à taux flottant, donc à bas coût qu'Hydro-Québec a réalisé en deux mille quatorze (2014) à des actifs spécifiques, notamment, donc, les comptes de frais reportés détenus par le Distributeur. C'est comme ça qu'on le voit.

Il va de soi que cette approche n'est pas compatible avec le concept appliqué aux unités réglementées depuis le début de la mise en place du cadre réglementaire, soit l'utilisation du coût intégré de la dette de



l'entreprise, qui implique que toutes les unités supportent le même coût de la dette. Il n'y a pas de personnalisation qui est faite au niveau de la dette.»

Éric Maillé, NS, vol. 4, p. 115.

«The suggestion that it would be financed with a hundred percent (100 %) debt creates several problems that must be accounted for. One. If no equity is applied to the account balance and it's financed entirely by debt, that would throw the company's capital structure off from that, which is allowed in its regulated capital structure and rates, by reducing the equity ratio. Secondly, if a short-term debt rate is applied, that debt must be removed from the other assets. Otherwise, you're double counting the short-term debt already contained in the utilities financing. Thirdly, an adjustment to the WACC applied to the other regulated assets is required to reflect the removal of the short-term debt component. And then lastly, as we've discussed, Hydro-Québec is financed on an integrated basis. If the Régie assumes the DVAs balances are exclusively financed with short-term debt, as mister Maillé has explained, assigning the short-term debt exclusively to HQD would in effect increase the cost of debt to the other HQ companies, including HQT. And that would have to be accounted for.»

James M. Coyne, NS, vol. 4, p. 127.

En plus d'être incompatible avec la structure présumée du capital et le financement intégré de la dette, un financement des comptes d'écart avec 100 % de dette est aussi incompatible avec la nature des actifs de ces comptes.

Les problèmes liés à une proposition de financement à 100% dette sont importants :

- Une modification de la structure de capital présumée du Distributeur, ce qui affecte le taux de rendement des capitaux propres ;
- La création d'un double-comptage ;
- La nécessité d'un ajustement sur le coût de la dette réglementaire ;
- Un impact sur le coût de la dette des autres divisions de l'entreprise.

Un tel scénario impliquerait de revoir et d'analyser l'ensemble des conséquences qui y seraient assorties.

#### **4. EFFICIENCE, PERFORMANCE ET COÛTS DE DISTRIBUTION**

##### **4.1 La poursuite de l'efficacité au-delà du projet LAD (*Le Plan d'amélioration de l'efficacité, HQD-2, document 1*)**

Il s'agit d'un élément peu discuté. Or, c'est le plus important.

En effet, en raison de ses efforts année après année, le Distributeur réussi à livrer des gains d'efficacité récurrents et substantiels tout en maintenant la qualité de son service et à poursuivre l'intégration d'importants volumes d'énergie renouvelable, et ce, en se

situant parmi les compagnies qui offrent les tarifs d'électricité les plus bas en Amérique du Nord.

Les gains d'efficience tout comme les améliorations au plan de la qualité du service passent par l'adoption de nouvelles technologies performantes et éprouvées par l'industrie électrique et de nouveaux processus. Ainsi, en 2015, s'appuyant sur les meilleures pratiques de l'industrie, le Distributeur fait évoluer son offre de services dans l'optique de simplifier la vie de ses clients.

Pour les activités liées au réseau de distribution :

- Mise en place d'un Centre de gestion des activités de distribution (CGAD) visant la gestion centralisée et optimale des travaux sur le réseau (recours aux compteurs de nouvelle génération et interrupteurs) ;
- Solutions d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles (SOGEM) permettant la localisation géographique des travaux et des équipes sur le terrain ;
- Réforme des encadrements en matière de conception du réseau et normalisation des montages types permettant l'optimisation de la planification et l'ingénierie du réseau ;
- Optimisation de la stratégie d'intervention pour le rétablissement du service en situation d'urgence.

Pour les activités liées aux services à la clientèle :

- Simplification de l'accès aux services ;
- Intensification des efforts de sensibilisation et d'information au moyen des communications électroniques ;
- Implantation de nouveaux portails dans l'Espace client (clients résidentiel / propriétaires et gestionnaires d'unités de location) ;
- Ajout d'un outil de suivi MVE accessible sur le Web ;
- Refonte de la section Info-Pannes sur le Web.

## **4.2 Les résultats**

Le Distributeur arrive à contenir ses coûts de distribution et des services à la clientèle grâce à ses efforts d'efficience (des gains additionnels de 38,4 M\$ pour 2015) :

- 18,3 M\$ de gains additionnels récurrents en réduction des charges d'exploitation (cible d'efficience fixée à 1,5 % de l'enveloppe de base des charges d'exploitation conformément à la décision D-2014-037) ;
- 20,1 M\$ pour le projet LAD portant le total cumulatif à 31,5 M\$ pour ce seul projet.

Les gains récurrents anticipés pour 2015 portent à 322 M\$ le total des gains d'efficience liés aux améliorations des façons de faire du Distributeur depuis 2008.

L'ensemble de la clientèle bénéficie année après année de cette efficience.

Tous les indicateurs d'efficacité affichent une croissance inférieure à l'inflation (1,6 %) en moyenne sur la période 2011-2015.

Au plan du service, les améliorations aux façons de faire permettront à un plus grand nombre de clients de retrouver le service électrique dans de meilleurs délais à la suite d'une panne. Les services seront plus facilement accessibles. Les clients seront mieux informés de l'avancement de leurs demandes et ils pourront s'attendre à un meilleur respect des échéances grâce à une gestion plus proactive de leur dossier. En bref, les travaux seront réalisés plus efficacement et à meilleur coût.

Le Distributeur rappelle que malgré cette efficacité importante remise à la clientèle, il renouvelle ses effectifs associés aux activités de base lui permettant ainsi de maintenir la qualité du service et un bon service à la clientèle.

L'efficacité réalisée au cours des dernières années l'a été auprès des ETC affectés aux activités de support et d'administration. À cet égard, M. Simard a exprimé avec éloquence l'esprit des efforts d'efficacité tels que vécus sur le terrain.

«Mais, pour nous, l'efficacité, [si] c'est juste réduire le nombre de ressources disponibles pour assurer un service de qualité à nos clients, ça répond à rien. C'est pas un résultat à cinquante pour cent (50 %), c'est zéro pour cent (0 %). Parce que l'efficacité pour qu'elle soit bonne, non seulement elle doit être associée à un résultat correct au niveau de la prise en charge de nos activités puis ce qu'on a fait entre autres avec les ressources qui sont utilisées pour les réaliser, mais elle doit... on doit obtenir des résultats aussi bons sinon meilleurs que ceux qu'on avait auparavant. Et à HQD, c'est exactement ce qu'on est en train de faire. On cherche même pas avec moins de personnes à atteindre les mêmes résultats qu'on avait avant, on cherche à les améliorer.»

Denis-Pierre Simard, NS, vol. 5, p. 17

#### **4.3 La démonstration du caractère raisonnable des revenus requis de l'année 2015**

Si le Distributeur effectuait une mise à jour de sa prévision des ventes en novembre 2014, il retrancherait 1 TWh à la prévision intégrée à son dossier tarifaire, ce qui représente des revenus moindres de 39 M\$ représentant un impact défavorable de 15 M\$ sur la marge brute qui n'est compensé que partiellement par la réduction additionnelle de 115 ETC dont l'impact favorable s'élève à 8 M\$ (HQD-17, document 1, p.14).

#### **4.4 La formule paramétrique et les prestations de travail**

Le Distributeur a fait la démonstration que l'application de la formule paramétrique aux prestations de travail a introduit au cours des dernières années un biais dans la répartition charges/investissements des heures travaillées affectant ainsi la validité de la formule et occasionnant par le fait même une surévaluation des investissements.

En effet, comme expliqué en preuve, au cours des dernières années, l'optimisation des processus de travail, combinés aux défis que lui procurent le renouvellement de sa main-d'œuvre et l'influence des facteurs exogènes ont eu pour effet de réduire les heures requises ou disponibles à la réalisation des travaux en investissement. La formule paramétrique n'a pas permis de refléter cette réalité.

« [...] On établit nos besoins en main-d'oeuvre pour réaliser l'ensemble de nos travaux. Donc, de ça se fait, en quelque sorte, un bloc d'heures de réalisation qu'on a. Et je vous dirais que, par la suite, on applique évidemment la formule paramétrique qu'on a au dossier présentement, qui nous amène à amener notre efficience, à regarder des éléments spécifiques. Mais la question clé qui se pose à un moment donné en cours du dossier, c'est de savoir qu'est-ce qu'on envoie, finalement, aux charges et qu'est-ce qu'on envoie aux investissements. Hein? Je pense qu'il y a une répartition entre les deux qui doit être faite. [...] Mais ce qu'on demande au présent dossier, c'est un peu cette réévaluation-là de la formule paramétrique pour nous permettre de réajuster le tir au niveau du partage entre un bloc d'heures entre les heures qu'on associe aux investissements et celles qu'on associe aux charges. »

Daniel Richard, NS, vol. 1, p. 29.

Si on maintient la formule actuelle, le niveau des charges d'exploitation, soit le niveau de ses besoins financiers, serait sous-évalué de 34 M\$ (977 M\$ vs 1 011 M\$). Par le fait même, les prestations de travail seraient surévaluées du même montant, soit de 34 M\$ (264 M\$ vs 230 M\$).

En rétablissant le niveau de ses prestations de travail en fonction de sa planification des travaux, le distributeur rétabli également sa prévision de ses investissements à impact main d'oeuvre, soit sa prévision de ses investissements totaux.

Ce rajustement est également en ligne avec les demandes de la Régie des dernières années afin de rétablir la prévision du Distributeur de ses investissements, plus particulièrement de ses investissements inférieurs à 10 M\$.

Comme démontré dans la présentation de Mme. Lyne Desmarais (pièce HQD-17, document 2, pages 3 et 4 (B-179)), l'ajustement des prestations de travail permet de corriger de près de 80 % la prévision de ses investissements totaux (excluant LAD).

#### **4.5 Iles-de-la-Madeleine**

Le Distributeur propose de constater les coûts liés au déversement de carburant à la centrale de Cap-aux-Meules dans les coûts de combustibles puisqu'il considère que ces coûts font partie intégrante des coûts associés à l'utilisation du mazout pour ses centrales thermiques.

De plus, Hydro-Québec a fait le choix de s'auto-assurer, aucune somme relative à ce type assurance ne se retrouve dans le coût du service. En fait, seule la centrale de Cap-aux-Meules est assurée, avec une franchise qui s'élève à 50 M\$.

Le Distributeur considère que le coût d'une telle assurance serait beaucoup plus élevé que le coût lié à la réhabilitation du site.

«En fait, pour nous ces coûts-là, qui sont relatifs dans le fond à l'utilisation, on aurait pu les couvrir différemment. Je m'explique, on aurait pu aussi prendre des assurances pour couvrir ce genre d'événement-là. Mais chez Hydro-Québec, la politique est de s'auto-assurer sur le réseau de distribution et sur le réseau de transport. Donc c'est un peu la raison pour laquelle on a inclus les coûts au combustible, parce que dans un

scénario où on assurerait notre transport de combustible, on mettrait les coûts de l'assurance dans le coût du combustible. Et on pense que ça coûterait beaucoup plus cher aux consommateurs d'avoir nos coûts d'assurance, que de... de combler, dans le fond, ce genre de coût-là qui est assez ponctuel. En tout cas, moi c'est la première fois que je le vois, là. Donc il est assez ponctuel. Donc c'est un peu pour ça, c'est un peu la logique qu'on attribuait... qu'on attribuait ces coûts au compte de combustible parce que, par d'autre part, si on ne les reconnaissait pas là, bien nous on prendrait des assurances. Et on ne pense pas... bien en fait la politique chez Hydro-Québec c'est plus de s'auto-assurer.»

Lyne Desmarais, NS, vol. 3, p. 86.

«Bien peut-être juste pour préciser que la centrale elle-même aux Îles-de-la-Madeleine est une exception à notre politique et elle est assurée. Et puis la franchise est de cinquante millions (50 M\$), donc à tout événement, inférieure à cinquante millions (50 M\$), on ne l'assure pas et on assume le risque parce que la prime d'assurance est trop élevée.»

Hervé Lamarre, NS, vol. 3, p. 86.

#### 4.6 Indicateurs de performance du Distributeur

C'est en réponse à une demande formulée par la Régie dans la décision D-2014-037 que le Distributeur a procédé à une révision de ses indicateurs de qualité du service pour évaluer leur pertinence dans le contexte des actions structurantes mises en œuvre.

Le Distributeur a suggéré le retrait de deux indicateurs, *Taux de relèvement de compteurs* et *Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus*.

Relativement à l'indicateur *Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus*, il ne s'agit pas d'un indicateur suivi par le Distributeur (Denis-Pierre Simard, NS, vol. 5, p. 68).

«En fait, peut-être juste pour clore sur la question, on est tous d'avis que l'indicateur ne sert pas à grand-chose. Il y a des lacunes très importantes. C'est la raison pour laquelle on a suggéré de l'enlever.»

Hervé Lamarre, NS, vol. 5, p. 72.

Le Distributeur propose également l'ajout de deux indicateurs, soit le nombre d'appels par client et le taux de respect global des interruptions planifiées (TRIP). Le premier indicateur permet de mieux capter la capacité du Distributeur de mieux répondre aux attentes du client (Meilleure est la prestation de service, plus petit sera le nombre d'appels). Le TRIP est indicateur suivi assidûment par les opérations pour mesurer la capacité du Distributeur à améliorer la planification et la réalisation de ses travaux. Le Distributeur a donné des précisions à l'engagement 25 sur le calcul de cet indicateur.

Les indicateurs privilégiés par le Distributeur permettent de mesurer et de suivre efficacement son plan intégré d'amélioration de l'efficacité. Le Distributeur maintient sa

proposition mais est prêt à s'entretenir avec les intervenants au sujet d'autres indicateurs qui pourraient être proposés.

## **5. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ**

### **5.1 Prévision de la demande**

La méthodologie et la plus récente mise à jour de la prévision de la demande ont été examinées de façon approfondie, notamment, lors de la séance d'information du 19 septembre et, plus tôt cette année (juin), dans ce cadre du dossier R-3864-2013. La Régie et les intervenants ont eu le loisir de poser toutes les questions voulues aux responsables de la prévision.

Le Distributeur croit avoir fait la démonstration de la rigueur et de la solidité de la méthodologie et de la justesse de la prévision utilisée.

La question de la normalisation de la prévision a été abordée, notamment par la Régie. L'approche du Distributeur présente l'avantage, essentiel dans son contexte, de tenir compte de la tendance au réchauffement observée au fil des ans. Procéder autrement amènerait le Distributeur à proposer une prévision qui ne serait pas centrée mais qui présenterait un biais de surestimation. (*Voir notamment HQD-15-02, réponse à la question 6.1 de la Régie*)

### **5.2 Approvisionnements**

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître, pour l'année témoin 2015, les coûts en approvisionnement totalisant 5 802 M\$.

### **5.3 Efficacité énergétique**

L'efficacité énergétique demeure au cœur des orientations du Distributeur.

À cet effet, le Distributeur poursuit ses efforts :

- Maintien des programmes d'économies d'énergie ;
- Modernisation des stratégies visant des gains durables, davantage orientées vers la sensibilisation et l'accompagnement des clients dans leurs choix reliés à leur consommation d'électricité.

La cible de 8 TWh, fixée par le gouvernement du Québec pour 2015, sera dépassée à la fin de 2015, portant le total cumulé des économies d'énergie à 8,8 TWh. Ces économies réduiraient les besoins de puissance d'environ 1 200 MW.

Pour 2015, le budget demandé de 135 M\$ et les économies d'énergie sont estimées à 546 GWh. De plus, compte tenu de la croissance des besoins en puissance, le Distributeur mettra en place graduellement de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance.

### 5.3.1 Principaux changements

- **Marché résidentiel :**
  - Intensification des activités de sensibilisation par l'ajout de la *Sensibilisation intégrée* en 2014 et de l'*Espace client* en 2015 ;
  - À l'automne 2014, lancement prévu du volet *Fenestration écoénergétique – multilogements* et du programme *Offre intégrée en nouvelle construction*.
- **Gestion de la demande en puissance :**
  - Au cours de l'hiver 2014-2015, un projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau sera déployé auprès de 400 participants ;
  - À la lumière des résultats de ce projet-pilote, une première phase d'un nouveau programme sera déployée dès l'hiver 2015-2016. Selon les estimations à ce jour, ce programme permettrait de diminuer les besoins en puissance d'environ 60 MW à l'hiver 2015-2016 ;
  - Pour l'hiver 2015-2016, un projet d'automatisation des contrôles des systèmes en période de pointe sera développé dans 35 bâtiments d'Hydro-Québec. Le potentiel de réduction de puissance de ce projet est estimé à 15 MW ;
  - Au cours de 2015, le Distributeur compte augmenter ses efforts de sensibilisation à la pointe hivernale ;
  - Développement avec C3-Energy d'un outil de gestion de la consommation qui permettra au client de suivre et agir sur sa consommation d'énergie à partir de sa page Web ;
  - Suite à la décision de la Régie sur les modifications des options de l'électricité interruptible, le Distributeur a retenu 1 060 MW pour l'hiver 2014-2015, soit la totalité de la puissance effective offerte par les clients ;
  - De plus, le Distributeur est soucieux de maintenir le parc de la biénergie résidentielle qui permet une diminution à la pointe des besoins en puissance de l'ordre de 640 MW.
- **Réseaux autonomes :**
  - Les programmes *Éclairage public* et *Éclairage efficace* sont étendus à tous les réseaux ;
  - Le programme d'isolation de l'entresol est en cours à Schefferville et sera étendu aux réseaux où le potentiel commercial est confirmé.
  - Étude au Nunavik afin de mieux comprendre la consommation des ménages, notamment celle facturée à la deuxième tranche des tarifs D et DM.
  - Déploiement du programme des *Chauffe-eau à trois éléments (CE3É)*, les activités de sensibilisation à la pointe hivernale se poursuivent
  - Programme *CE3É* sera introduit à Schefferville en 2015.

## 6. TARIFICATION

### 6.1 Le tarif de développement économique

En continuité avec les mesures tarifaires visant à soutenir l'économie introduite dans le dossier tarifaire 2014-2015, le Distributeur propose un tarif de développement économique (TDÉ) à l'intention de la clientèle moyenne et grande puissance.

Dans le contexte actuel caractérisé par la disponibilité d'électricité patrimoniale, le TDÉ permettra d'accroître les ventes et diversifier sa base de clients tout en soutenant l'économie québécoise.

Le tarif prend la forme d'une réduction tarifaire de 20 % par rapport aux tarifs réguliers, établie de façon à ce que le prix moyen facturé ne soit pas inférieur au coût d'alimentation de la nouvelle charge, à la marge.

Le tarif sera combiné à d'autres mesures offertes par le gouvernement pour attirer des entreprises au Québec.

Tel que présenté dans la pièce HQD-14, document 6, plusieurs distributeurs offrent des tarifs de développement économique. La théorie économique qui sous-tend ce type de tarif est bien connue : il s'agit de tirer profit de coûts marginaux de court terme (avant ajout de nouveaux équipements) afin de favoriser des ventes qui ne se seraient pas produites autrement et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

Ce tarif prend ainsi tout son sens dans le présent contexte de surplus. Il ne s'agit pas de l'introduction d'un tarif à un taux d'interfinancement distinct, ni d'un tarif que les autres clients devront subventionner, comme le craignent, à tort, certains intervenants. Le Distributeur aura l'occasion dans les prochains dossiers tarifaires de suivre l'évolution du contexte énergétique et du coût marginal et d'ajuster, si nécessaire, son offre.

#### 6.1.1 Les critères d'admissibilité

Les critères proposés visent à cibler les projets porteurs de développement économique pour lesquels le tarif peut servir de levier dans la décision d'investissement, éviter les opportunistes et limiter la cannibalisation des ventes existantes.

Les critères accordent également au Distributeur la flexibilité requise par le travail d'analyse à l'étude des demandes et répondent aux préoccupations exprimées par le gouvernement dans le décret 1013-2014.

Il est utile de rappeler que la Régie a déjà adopté par le passé une disposition conférant une discrétion importante au Distributeur, soit l'article 10.6 des Tarifs :

« Cette décision appartient maintenant au gouvernement qui établira s'il permet ou non l'accès au tarif L à un promoteur d'un projet d'une capacité supérieure à 50 MW. La détermination des conditions tarifaires offertes à ce promoteur sera également sous la responsabilité du gouvernement qui modulera son offre selon les retombées économiques du projet. »

Dossier R-3644-2007, HQD-12, document 1, page 60.



### 6.1.2 Rentabilité et impact sur la clientèle

En limitant la réduction à 20 %, le Distributeur s'assure que le tarif n'aura pas d'impact sur le reste de sa clientèle. Ainsi, l'impact du TDÉ sera neutre à court terme et positif à plus long terme, lorsque ces clients contribueront à l'interfinancement au même titre que les autres clients.

« Quand on calcule le coût évité pour le tarif de développement économique, on calcule quel est le coût que ça va me coûter de plus parce que, essentiellement, le tarif de développement économique, ce qu'on veut, c'est s'assurer qu'on ne facture pas de coûts additionnels pour le restant de la clientèle. O.K.? Donc, on regarde nos fournitures, les fournitures c'est essentiellement du patrimonial, on a prévu une partie en puissance parce qu'on sait que, dans certains cas, il va y avoir de la puissance puis, au niveau du transport et distribution, il n'y a pas de coûts additionnels. Il y avait de la capacité de disponible, on pourrait utiliser toute cette capacité disponible là sans avoir à modifier ou à ajouter des coûts sur notre réseau de transport et distribution sauf dans le cas d'un raccordement. »

Marcel Côté, NS, vol. 5, p. 205.

Tout ajout de client a un impact sur les indices d'interfinancement. Un nouveau client au TDÉ, générant des revenus équivalents à ses coûts sur une période de 10 ans, ne contribuera pas à l'interfinancement des clients domestiques. Mais il ne détériorera pas non plus cet indice et à terme, l'impact sera positif car ce nouveau client contribuera à l'interfinancement au même titre que les autres clients.

Une réduction tarifaire inférieure à 20 % pourrait difficilement être considérée comme déterminante dans la prise de décision d'un investisseur puisqu'elle n'aurait pas d'impact significatif sur les coûts d'opération.

Comme le Distributeur cherche à diversifier sa base de clients, la clientèle en sortira gagnante, car la demande sera moins sujette aux fluctuations d'un secteur comme c'est le cas pour les papetières et les alumineries.

Pour illustrer la rentabilité du tarif proposé, le contexte énergétique étant caractérisé par de l'électricité patrimoniale inutilisée, l'analyse est basée sur les coûts à la marge. Pour la fourniture, les coûts sont essentiellement ceux de l'électricité patrimoniale. Les besoins additionnels en puissance sont pris en compte pour les heures durant lesquelles ils vont survenir. Pour le transport, l'analyse tient compte des coûts de raccordement des nouveaux clients. Des coûts d'ajouts au réseau ne sont pas considérés puisqu'il y a de la capacité disponible sur le réseau de transport. Quant aux coûts additionnels de distribution et services à la clientèle, il n'y en a pas.

«Parce qu'un client qui est au tarif de développement économique, là, qui est avec, si vous voulez, un interfinancement à cent pour cent (100 %), aura... La particularité qu'il y a c'est que je ne change pas les méthodes de répartition. Je vais le mettre au même titre que les autres clients dans la méthode de répartition et c'est ça qui peut avoir un impact sur l'interfinancement.

Mais, comme je vous dis, c'est seulement mathématique. Parce que, normalement, ce client-là, un indice d'interfinancement n'impacte pas les

indices d'interfinancement des autres catégories de consommateurs. Puis j'ajouterais seulement que probablement ça va être... cet ajustement-là qu'on a parlé va être tellement petit qu'on va avoir de la misère à l'apercevoir également. Compte tenu que c'est un client avec un interfinancement à cent pour cent 100 %).»

Marcel Côté, NS, vol. 5, p. 218.

Pour terminer, l'introduction du TDÉ ne constitue pas une entrave aux termes de l'article 52.1 qui interdit de *modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs.*

«La balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement et à l'exercice, par la Régie, de son pouvoir discrétionnaire d'établir des tarifs justes et raisonnables. Il ne s'agit cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi, contrairement à ce que prétendent certains intervenants.

Si tel avait été le cas, le législateur l'aurait dit clairement, en prévoyant, dans la Loi, un niveau précis d'interfinancement ou, comme le souligne un intervenant, en écrivant le texte de l'article 52.1 différemment afin de donner à la Régie la discrétion de le déterminer par règlement ou autrement. Ce n'est pas ce qu'a fait le législateur. Il a, au contraire, donné des pouvoirs spécifiques à la Régie de :

(i) déterminer la méthode d'allocation du coût de service [article 32];

(ii) de fixer les tarifs, entre autres, en tenant compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs [article 49 (6)];

(iii) d'allouer les coûts de fourniture d'électricité selon des critères spécifiques [article 52.2]; et

(iv) de fixer les tarifs en tenant compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article [article 52.1].»

Décision D-2007-12, (R-3610-2006) p. 93.

## **6.2 Mesures transitoires au tarif LG pour les réseaux municipaux et article 5.21 des Tarifs**

Le Distributeur est d'avis que sa proposition de faire passer de 3 à 5 ans la période d'application des mesures transitoires associées à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG permet de mieux

lisser les impacts en étant mieux adaptée au cycle d'optimisation de la puissance souscrite des réseaux municipaux.

Toutefois, prolonger la période de transition au-delà de 5 ans tel que le propose l'AREQ n'est pas acceptable. Cela ne ferait qu'alourdir la contribution du reste de la clientèle du Distributeur qui doit assumer le manque à gagner. Il faut rappeler que l'introduction du mécanisme automatique visait à corriger une iniquité en assurant que des clients ne puissent plus désormais se soustraire à leurs obligations associées à la facturation de la puissance.

Suite à la présentation de sa preuve, le Distributeur a bien noté que l'AREQ a souligné comprendre ses préoccupations à l'égard de la limite de 12 MW pour le versement de la compensation prévue à l'article 5.21 des Tarifs. En ce sens, Il est donc préférable d'en discuter avec les réseaux municipaux. C'est pourquoi, il annonce ce matin être prêt à suspendre l'examen des modifications de l'article 5.21.

Par ailleurs, contrairement à ce que laisse entendre la présentation de l'AREQ (C-AREQ-0011), un réseau municipal n'encourt pas de manque à gagner avec un client de 4 237 kW car, bien que son client ait une puissance à facturer minimale de 5 000 kW au tarif L ou au tarif LG, le réseau municipal n'a quant à lui qu'un appel de puissance correspondant à 4 237 kW auprès d'Hydro-Québec. Cet écart de plus de 700 kW lui permet de tirer une marge plus que suffisante (plus de 7 000 \$ en 2014), ce qui faisait dire au Distributeur en réponse à la question 19.1 de la DDR no. 5 de la Régie (B-0153) que l'application des tarifs M, L et LG permet déjà aux réseaux municipaux de générer des revenus équivalents au remboursement prévu à l'article 5.21 pour l'alimentation de leurs clients qui ont des appels de puissance inférieurs à 4 300 kW.

### **6.3 Proposition de la FCEI de modifier le mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale**

Le mécanisme de facturation de la puissance ainsi que le niveau de la prime de puissance sont établis de façon à récupérer des coûts annuels de puissance sur une base mensuelle. Tous les clients, qu'ils soient saisonniers, en arrêt de production ou en panne, doivent assumer les coûts de puissance qu'ils génèrent. La facturation de la puissance sert d'incitatif pour la gestion des appels de puissance.

L'introduction de ce mécanisme avait pour objectifs de simplifier la facturation de la puissance et de corriger les lacunes de la puissance souscrite tout en ayant un impact favorable pour 70 % des clients. Les propositions dilueraient le signal de prix et feraient en sorte que les clients viseraient à gérer leur facture plutôt que leurs appels de puissance. Notamment, le rachat de la puissance éliminerait tous les gains d'efficacité associés à l'introduction du mécanisme automatique.

Le Distributeur a affirmé qu'il est ouvert à discuter avec la FCEI sur les problèmes d'application de la facture de puissance et chercher des accommodements possibles qui respecteraient les principes retenus.

#### **6.4 Séance de travail sur les tarifs**

La Régie a demandé au Distributeur de se prononcer quant à la portée de la séance de travail sur les tarifs prévue au printemps 2015.

Comme la Régie l'a indiqué dans sa décision D-2014-037 dans le cadre du dossier tarifaire 2014-2015, le contexte économique et énergétique en évolution peut, et doit aussi être l'occasion d'échanger de manière plus ciblée sur la stratégie tarifaire du Distributeur pour tracer un bilan des réformes engagées et pour en revoir certains éléments, s'il y a lieu. Ces échanges seront d'autant plus à propos que l'installation des CNG ouvre la porte à de nouvelles opportunités au Distributeur et à sa clientèle. La Régie jugeait également que ces consultations sont pertinentes en vue de permettre au Distributeur de déposer, dans le cadre du dossier 2016-2017, une demande qui tienne compte du contexte et des préoccupations des intervenants.

Comme il l'a mentionné, le Distributeur estime qu'il serait plus approprié et plus réaliste que, dans un premier temps, la séance de travail cible l'analyse de la stratégie tarifaire aux tarifs domestiques. Pour cette première étape, seuls les groupes de consommateurs qui représentent la clientèle domestique et agricole seraient sollicités. Pour les tarifs généraux et industriel, l'analyse pourrait se faire l'an prochain.

### **7. LES CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ**

Le Distributeur a annoncé qu'il procèdera à une importante réforme des *Conditions de service d'électricité* (CDSÉ). Ce chantier aura comme objectif de moderniser, simplifier et actualiser les CDSÉ. Cette réforme tiendra compte des nouvelles réalités découlant notamment du déploiement du projet LAD et des nouvelles réalités découlant notamment de l'exercice d'efficiences mis en place par le Distributeur depuis plusieurs années.

Le Distributeur a d'ores et déjà mentionné son ouverture à discuter avec les différents intervenants afin de tenir compte des préoccupations qu'ils peuvent avoir sur ce sujet.

#### **7.1 La simplification des *Conditions de service d'électricité***

Le Distributeur a entamé en 2014 une révision complète des conditions de services, laquelle s'inscrit dans la mouvance du langage clair, une initiative qui veut que la rédaction des textes à caractère légal soit plus accessible.

Le Distributeur estime que les clients comprendront mieux leurs droits et obligations et qu'une meilleure compréhension des règles améliorera ses processus d'affaires et en facilitera l'application pour tous les employés en relation directe avec la clientèle.

«Mais toutefois dans nos opérations ce qu'on réalise de plus en plus, c'est que nos conditions de service, il faut qu'elles soient accessibles à deux groupes de personnes. Pour un, il faut que nos clients comprennent ce qu'on leur explique, et d'autre part, il faut aussi que nos représentants au Service à la clientèle soient en mesure de véhiculer l'information et qu'ils n'aient pas besoin du département juridique pour expliquer aux clients ce

qui se passe. Je caricature un peu, là, mais je vous dirais que, dans certains cas, on en finit pratiquement par un exercice de cette nature-là. Donc, nous, lorsqu'on regarde le dossier, on pense qu'au niveau des objets, il y a lieu de simplifier la façon dont on répond ou on interagit avec notre clientèle pour que tout le monde se comprenne. Et ça n'empêche pas qu'il y ait, je vous dirais, peut-être un document en amont de ça, qui a une teneur très légale, mais une chose est certaine, il va falloir qu'on le traduise à un moment donné pour que les gens puissent se comprendre. Donc, le principe du vocabulaire allait plus dans ce sens-là.»

Daniel Richard, NS, vol. 1, p. 275.

Cette initiative adressera également les enjeux liés à la facturation des services dont la complexité s'avère injustifiée eu égard aux sommes facturées.

En simplifiant ainsi sa tarification des services, le Distributeur souhaite supporter les acteurs du marché dans leurs rôles respectifs dont les promoteurs et les municipalités.

À l'image du groupe de travail portant sur l'offre de référence et aux tables de travail qui ont fait leurs preuves dans le domaine du recouvrement, le Distributeur souhaite que les organismes qui représentent des catégories de clientèle s'impliquent.

Le Distributeur a d'ailleurs lancé des invitations à plusieurs reprises au cours des audiences (FCEI, APCHQ, UMQ, FQM, etc.). Plusieurs d'entre eux y ont répondu favorablement, dont l'UMQ qui s'est dit prête à participer plus activement, en amont du dépôt du dossier tarifaire, aux comités de liaison avec Hydro-Québec.

## **8. LES PISTES D'ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE**

À l'occasion de la première journée d'audience, la Régie a demandé aux participants ce qui suit :

«Finalement, la Régie souhaiterait avoir l'opinion des participants, comme le banc qui a traité du dossier du Transporteur l'a souligné, avoir l'opinion des participants sur certaines pistes permettant l'amélioration de l'étude des dossiers que nous avons devant nous. À savoir, par exemple, s'il est opportun d'instituer, après le dépôt du dossier tarifaire, une séance d'information qui serait donnée par le Distributeur avant le début des demandes d'intervention ou encore avant le début des demandes de renseignements.

L'objectif étant de permettre aux personnes intéressées d'avoir une connaissance plus rapide du dossier afin de décider, un, s'il est opportun de déposer une demande d'intervention ou encore de permettre de mieux cibler les enjeux du dossier qu'ils entendent traiter.»

NS, vol. 1, p. 1.

Le Distributeur désire souligner qu'il appuie l'objectif d'allègement de l'étude des dossiers préconisés par la Régie et offrira sa plus grande collaboration à cet effet.

Le Distributeur est toutefois d'avis qu'une séance d'information, avant le début des demandes d'intervention ou le début des demandes de renseignements, aurait un impact négligeable au niveau de l'allègement des dossiers. En effet, une telle séance d'information aurait nécessairement un caractère général. Or, plusieurs des intervenants au dossier sont des intervenants habituels et une telle séance aurait vraisemblablement une plus-value relativement faible pour ceux-ci.

Le Distributeur est toutefois d'avis que la tenue de séances de travail ou d'information ponctuelles et ciblées pourrait être appropriée dans certains cas, notamment sur des dossiers techniques requérant des explications fines pour faciliter la compréhension des réflexions et des conclusions du Distributeur. Le Distributeur cite à titre d'exemple la séance d'information tenue sur la méthode de prévision des ventes ainsi que sur les aléas climatiques.

Certaines autres pistes peuvent également être explorées :

Pistes concernant le Distributeur :

- Poursuite de l'identification des faits saillants et des nouveautés du dossier apparaissant à la preuve documentaire et ajout d'une liste des sujets exclus ;
- Tenue de rencontres entre le Distributeur et les intervenants touchés par ses propositions ;

Pistes concernant les intervenants :

- Meilleur ciblage des sujets d'intervention en lien avec les préoccupations de l'intervenant ;

Pistes concernant la Régie :

- Gestion serrée des sujets d'intérêt dès la première décision procédurale et insister sur une meilleure adéquation entre la représentativité d'un intervenant et les sujets qu'il souhaite aborder;
- Allocation d'un budget maximal de participation pour chaque intervenant, à la lumière des enjeux identifiés ;

**Le tout respectueusement soumis.**

Montréal, le 17 décembre 2014

*(s) Affaires juridiques Hydro-Québec*

---

Affaires juridiques Hydro-Québec