R-3905-2014 ACEF DE QUÉBEC PROJET ARGUMENTATION 17 DÉCEMBRE 2014

## LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

### Contexte

La prévision de la demande en énergie et en puissance constitue un exercice capital dans l'établissement des tarifs d'électricité. En effet, les résultats de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur sont utilisés dans plusieurs activités, par exemple, la gestion des approvisionnements et les calculs de leurs coûts, la détermination des tarifs de transport, la répartition des coûts et l'évaluation de la situation d'interfinancement entre les catégories de consommateurs, les calculs du revenu requis du Distributeur et les hausses tarifaires.

Dans un passé récent, les méthodes de prévisions ont été souvent questionnées :

2011 : *« la Régie estime qu'il faut revoir ou modifier les données et les paramètres du modèle prévisionnel du Distributeur » (Décision D-2011-028, page 17, dossier tarifaire R-3740-2010).*

2011 *:La Régie a constaté la présence de biais de surestimation des ventes au secteur industriel et a invité le Distributeur à poursuivre l'étude des moyens à mettre en oeuvre pour les réduire. ( Décision D-2011-162, page 11,référence indiquée dans le dossier R-3864-2013, HQD-6, document 1, page 2).*

2012 : *« La Régie note la tendance du Distributeur à surestimer les ventes au secteur industriel » (Décision D-2012-024, page 20).*

2014 : *la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec note aussi la tendance du Distributeur de surestimer la demande en énergie.*

*« Les prévisions de croissance de la demande pour les années 2000 soumises par Hydro Québec Distribution ont eu tendance à sous-évaluer le succès des mesures d'efficacité énergétique, subventionnées ou non, ainsi que la réduction de la demande industrielle. Or, c'est sur la base de ces prévisions que la Régie de l'énergie a approuvé le contrat pour la mise en service de la centrale au gaz naturel de TransCanada Énergie à Bécancour.*

*D'une puissance de 500 MW, cette centrale mise en service en 2006 sera utilisée jusqu'en décembre 2007 seulement. D'ailleurs, le dernier plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution indique que cette centrale demeurera hors service au moins jusqu'en 2024, malgré l'obligation pour le distributeur de verser annuellement 150 M$ au producteur.» (Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, « Maîtriser notre avenir énergétique pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous », page 179, (2 février 2014)*

2014 : *« La Régie ne peut conclure à une tendance de sous-estimation de la prévision des ventes avec le modèle économétrique qui est présentement appliqué depuis deux ans » (Décision D-2014-037 ,dossier tarifaire R-3854-2013, page 31)*

**Observations et recommandations suite à la tenue de la séance d'information sur la prévisions des ventes et les aléas climatiques ( 19 septembre, décision D-2014-133)**

Soulignons que le Distributeur a développé lui-même son outil de prévision de la demande en utilisant certaines méthodes statistiques dont notamment la régression linéaire multiple. Les résultats de prévision de la demande soumis dans le présent dossier découlent directement de son outil de prévision et de sa méthodologie, sans aucune autre intervention humaine ou ajustements. Cette information fut confirmée par le Distributeur en réponse à notre question 1.1 de la DDR 1 (HQD-15, document 3, page 3).

Nous accueillons positivement l'utilisation de cette méthode de prévision car elle élimine l'introduction des préférences ou opinions souvent subjectives telles que l'inclusion d'une « réserve » arbitraire, dans la prévision de la demande.

Les améliorations en matière de prévision de la demande du Distributeur sont récentes et les consommateurs québécois continuent à subir des conséquences financières graves de la prévision de la demande qu'il a soumise pour appuyer sa demande d'approbation du contrat d'approvisionnement avec TransCanada Energy.

Nous sommes d'avis qu'il est  très important de réduire les biais systématiques et les tendances à surestimer ou sous-estimer les ventes dans la prévision de la demande. Nous portons à l'attention de la Régie que la méthode de prévision utilisée par le Distributeur ne dispose pas de comparaison avec la méthodologie de d'autres entreprises semblables ( et n'a pas été évaluée par des experts indépendants  réponse à la DDR 1 de l'ACEFQ, HQD-15, doc.3, page 4).

Finalement, bien que la méthodologie de prévision utilisée par le Distributeur ait été présentée lors des séances d'audience du dossier R-3864-2013 et lors de la séance d'information du présent dossier, nous sommes d'avis que le format Power Point de ces présentations ne se prêtent pas bien à un examen adéquat des techniques utilisées par le Distributeur. De plus, les informations sur ces prévisions sont bien souvent éparpillées dans différents dossiers ce qui rend difficile un examen approfondi de la méthodologie de prévision.

L'ACEF de Québec estime donc qu'il serait utile que le Distributeur consigne la description de sa méthodologie de prévision de la demande dans un document unique afin de faciliter son examen approfondi, compte tenu de la complexité des méthodologies et techniques utilisées.

**RECOMMANDATIONS**

**L'ACEF de Québec recommande à la Régie:**

**- de demander au Distributeur de lui soumettre un document décrivant en détail sa méthodologie de prévision de la demande afin de faciliter son examen approfondi;**

**- d'inviter le Distributeur à poursuivre les moyens à mettre en oeuvre pour améliorer la qualité de ses prévisions qui peuvent comprendre, outre les tests statistiques, la recherche de meilleures pratiques en la matière dans l'industrie énergétique et l'aide d'experts externes.**

**MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES 2013 ET 2014 DU COMPTE DE PASS-ON**

La Régie considère les modalités de dispositions des soldes de pass-on comme un important enjeu au présent dossier : « Le dossier tarifaire 2015-2016 se distingue notamment par une demande exceptionnelle concernant la disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de pass-on pour l'achat de l'électricité (totalisant 380 M$, excluant les intérêts) sur une période de cinq ans à compter de 2016 plutôt que leur versement intégral dans le coût de service de 2015, comme l'exigerait la pratique reconnue. Considérant cette proposition, le Distributeur limite l'ajustement tarifaire demandé à 3,9 % pour le 1er avril 2015. » (D-2014-133, page 6).

**Origine du compte de pass-on**

Le compte de pass-on a été autorisé par la Régie pour la première fois par sa décision D-2005-34 dans laquelle la Régie opte, aux fins du dossier R-3541-2004, pour une protection partielle du Distributeur contre les risques associés aux approvisionnements. À cette fin, la Régie écrit (pages 48 et 49) :

« Ces comptes de pass-on permettent d'indemniser le Distributeur de toute conséquence d'une variation des coûts de fourniture. De tels mécanismes visent à limiter le risque des distributeurs associé à des <u>éléments hors de leur contrôle</u>.
(...)
Toutefois, la Régie est sensible aux risques financiers auxquels serait soumis le Distributeur, dans le cas où aucune protection ne lui était accordée et où les coûts d'approvisionnement s'avéraient en réalité différents du budget soumis pour 2005.

Dans les circonstances, <u>pour le présent dossier</u>, la Régie opte pour une <u>protection partielle</u> contre les risques associés aux approvisionnements. La Régie autorise le Distributeur à créer un compte de pass-on qui couvrira l'ensemble des risques d'approvisionnement auxquels fait face le Distributeur, au-delà d'un seuil équivalant à un aléa climatique de +/- un écart type, soit 1,9 TWh.

Ainsi, pour 2005, si le Distributeur doit satisfaire des besoins qui excèdent la prévision de la demande d'un volume de 1,9 TWh, en plus ou en moins, la Régie l'autorise à verser au compte de pass-on les montants correspondants aux volumes excédant le seuil fixé, multipliés par le coût moyen des approvisionnements <u>postpatrimoniaux</u>. » (nous soulignons) .

Le 27 juillet 2005, par sa décision D-2005-13239, la Régie révise la décision D-2005-34 et autorise le Distributeur à comptabiliser, à même le compte de frais reportés par la décision D-2005-34, les écarts nets reliés aux coûts d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, la totalité des volumes au-delà de l'électricité patrimoniale sont reconnus et doivent se refléter dans les tarifs.

Selon nous, depuis la décision D-2005-132, tous les coûts et les risques associés à l'approvisionnement en électricité, tels que les aléas climatiques et les variations de prix d'achat d'énergie, sont assumés entièrement par la clientèle du Distributeur.

C'est  pour ce motif que nous pensons que le Distributeur ne doit pas réaliser de profits ou de rendement grâce à l'activité « approvisionnement » ou « fourniture » ou « achat d'énergie », incluant l'énergie requise pour contrer les aléas hors du contrôle du Distributeur.

**Mode de rémunération du compte de pass-on**

La Régie reconduit le compte de pass-on pour l'année 2006 et les suivantes. Elle précise que le compte de pass-on doit être traité hors base et porter intérêt au taux moyen du coût en capital, en cohérence avec les autres comptes de frais reportés, (décision D-2006-34, page 22).

**Modalités de traitement et de disposition du compte de pass-on actuellement en vigueur**

Les modalités de transfert des écarts de prix et de volume entre les coûts d'approvisionnement réels et ceux prévus dans un compte de pass-on actuellement en vigueur ont été acceptées par la Régie de façon permanente en février 2007, par sa décision D-2007-12 (pages 15 et 16) :

« Par conséquent, la Régie accepte de façon permanente la modalité de transfert des écarts dans le compte de pass-on, telle que proposée par le Distributeur ».

La Régie décrit la modalité proposée par le Distributeur comme suit :

«(…)  le Distributeur demande à la Régie d'approuver une nouvelle modalité en deux étapes de transfert des écarts dans le compte de pass-on. Dans un premier temps, il propose de disposer, dans l'exercice subséquent, des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimonial pour une année de référence établie sur la base de <u>quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écart projetés</u>. Dans un deuxième temps, il propose de reconnaître les ajustements requis dans un deuxième exercice subséquent afin de refléter les écarts finaux. Il précise que cette nouvelle modalité s'applique tant pour un solde créditeur que pour un solde débiteur." (nous soulignons)

Il s'agit donc d'une modalité de traitement du solde du compte de pass-on en deux étapes.

**Opportunité de réviser certaines modalités de traitement du compte de pass-on**

Depuis plusieurs années les modalités de traitement et de dispositions du pass-on sont passées d'exceptionnelles à récurrentes. En ce sens, nous sommes d'accord avec le Distributeur  d'ajuster les modalités de dispositions en fonction du contexte tarifaire.

Plus précisément, l'ACEF de Québec est favorable à une révision des modalités de traitement et de disposition du solde du compte de pass-on dans le but d'améliorer le caractère juste et raisonnable des tarifs.

**L'année tarifaire 2015-2016**

En calculant le compte de pass-on de 2014 sur une base de neuf mois réels et de trois mois projetés, le solde du compte de pass-on tel que calculé par le Distributeur se chiffre à 309,2 M$, soit une baisse de 15,9 M$ par rapport au solde de 325,1 M$ calculé sur une base de 4 mois réels et de 8 mois projetés (réponse du Distributeur à la question 5.1 de la DDR no 2 de la Régie, Pièce HQD-15, document 1.2, page 14).

Selon nous, cette façon de calculs reflète mieux la réalité des coûts et éviterait aux consommateurs de payer des intérêts inutilement.

**Recommandation**

**L'ACEF de Québec recommande que la Régie adopte, de façon exceptionnelle et ponctuelle pour l'année tarifaire 2015-2016, le mode de calcul du compte de pass-on de 2014 sur une base de neuf mois réels et de trois mois projetés ou sur des données plus à jour que le Distributeur pourrait lui soumettre.**

**Taux de rémunération actuellement en vigueur pour le compte de pass-on**

Le taux de rémunération actuellement en vigueur pour le compte de pass-on est le coût moyen pondéré du capital (CMPC), tel que décidé par la Régie dans sa décision D-2006-34.

**But et nature du compte de pass-on pour l'achat d'électricité**

Le compte de pass-on est un compte créé pour protéger le Distributeur contre les impacts des éléments hors de son contrôle tels les aléas climatiques, les aléas de la demande en énergie, la volatilité des prix de l'électricité.

Si l'hiver est froid et qu'il faut acheter des quantité d'électricité supérieures au budget autorisé, le compte de pass-on pourra compenser le Distributeur. Par contre, si l'hiver est chaud, le Distributeur pourra rembourser la clientèle. Le compte de pass-on a donc le caractère d'un compte d'ajustements, pour protéger à la fois le Distributeur et sa clientèle.

En 2006, la Régie a distingué les coûts de capital et d'exploitation du Distributeur dans sa décision D-2006-34:

*« Aux fins réglementaires, le Distributeur – Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité – est une entité indépendante et distincte. Il peut, selon la Loi sur la Régie de l'énergie, faire modifier ses tarifs afin de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation, ce qui inclut un rendement raisonnable déterminé par la Régie sur les investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec. Ces coûts constituent le « revenu requis » du Distributeur.» (page 9)*

Le rendement que détermine la Régie est fondé sur les investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec.

<u>Par conséquent, si le Distributeur n'a pas effectué d'investissements consacrés à atténuer ou contrer les effets des aléas climatiques et de la demande, il serait illogique de lui donner un rendement sur le capital en ce qui concerne le compte de pass-on.</u>

De plus, soulignons que le compte de pass-on fait partie des comptes d'écarts de nature purement réglementaire. Ces comptes sont maintenus hors de la base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs.

**Incompatibilité du taux de rendement des capitaux propres avec la rémunération du compte de pass-on pour l'achat d'électricité**

Le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur constitue une composante du CMPC. Il représente le rendement financier du capital investi par le Distributeur dans certains actifs comme par exemple les lignes et postes de distribution d'électricité. Le rendement des capitaux propres du Distributeur est déterminé par la Régie en considérant certains critères et principes dont la comparabilité avec les autres entreprises présentant un risque analogue et le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée (« stand-alone ») : capital investi par rapport au risque dans une entreprise analogue, effet d'attraction des capitaux, intégrité

financière. (notre preuve page 31).

Or, le Distributeur n'investit pas pour ses « approvisionnements »; il a plutôt des dépenses d'exploitation pour l'achat d'électricité, que ce soit pour les besoins énergétiques réguliers de sa clientèle ou pour les besoins irréguliers lors du temps très froid par exemple.

De plus, le Distributeur ne court aucun risque pour ses dépenses d'achat d'électricité; la totalité de ces dépenses sont « refilées » à sa clientèle.

L'ACEF de Québec juge donc que l'utilisation du taux de rendement des capitaux propres du Distributeur – une composante du CMPC – dans la rémunération du compte de pass-on est incompatible avec sa nature.

Voir à cet effet, l'extrait de a décision G-110-12 de la British Columbia Utilities Commission à la page 32 et 33 de notre preuve :

*- les dépenses ou les crédits des comptes de report ne doivent pas être inclus dans la base tarifaire ou attirer un rendement sur l'avoir propre;*

*- les comptes de report représentent des actifs réglementaires, et non de véritables actifs;*

*- les montants représentant les dépenses d'exploitation ou d'autres dépenses qui seraient normalement encourues comme charges de la période considérée mais qui sont reportées aux fins de lissage tarifaire ne deviennent pas un coût d'investissement, simplement par le fait qu'elles sont reportées;*

*- une entreprise de service public ne doit pas recevoir de rendement sur les dépenses d'exploitation, mais simplement les récupérer dans la mesure où ces dépenses sont justifiées;*

*- le coût de la dette (« interest return ») serait approprié pour traiter les coûts de financement des comptes de frais reportés;*

*- le coût moyen pondéré de la dette [dans le cas de Fortis] sera approprié pour traiter les coûts de financement des comptes de frais reportés qui sont amorties sur plus qu'un an.*

**Le coût moyen de la dette intégrée d'Hydro-Québec et la rémunération du compte de pass-on**

C'est le coût de la dette intégrée de l'entreprise qui est utilisé pour calculer le coût de la dette des divisions réglementées et ce, depuis la décision D-2002-95. Ainsi, dès 2003, la Régie a retenu le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur et le coût moyen pondéré du capital pour établir le bénéfice net réglementé. Sur ces bases, la prévision du coût de dette réglementaire de l'année 2015 s'élève à 6,511 % et celle du coût moyen pondéré du capital est de 7,102 %. »(HQD-3, doc 3, page 17-18).

**Principe d'appariement en financement**

Le principe d'appariement en financement (« matching principle »), fait en sorte que les actifs de long terme sont généralement financés par l'émission d'obligations de long terme(réponse 1.5 de Concentric à la DDR no.2 de l'AQCIE-CIFQ ,HQD15, doc. 6.2 page 4 ).

La vie utile des actifs du Distributeur varie entre 5 ans et 47 ans, (réponse du Distributeur DDR no.2 de l'AQCIE-CIFQ ,HQD15, doc. 6.2 page 5).

De plus, le taux de la dette intégrée d'Hydro-Québec reflète également le coût relativement élevé des obligations nécessaires à la mise en place des installations de production et de transport d'électricité dont la vie utile peut atteindre 50, voire même 75 ans, 100 ans.

En réponse à la question 11.1 de la DDR numéro 1de l'ACEFde Québec(HQD-15 document 3 page 17) le Distributeur indique que un coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec à 6,511% en 2015 pour financer l'ensemble de ses installations dont plusieurs ont une durée de vie relativement élevée. Par conséquent, nous sommes d'avis que ce ne serait pas un bon estimateur pour le coût de financement des dettes de quelques années applicables au compte de pass-on du Distributeur.

**Risques**

D'autre part, les risques associés aux activités intégrées (production, transport et distribution) d'Hydro-Québec et aux comptes réglementaires de pass-on sont très différents les uns des autres.

Généralement, les taux d'intérêt exigés par les prêteurs sont proportionnels au risque perçu par ces derniers ( D-2014-034, paragraphe 100, page 31). Dans le dossier R-3842-2013, la Régie a noté que le risque associé aux activités de production d'électricité est généralement perçu comme étant supérieur à celui associé aux activités de transport et de distribution (page 15-16).

Cette perception de risque est aussi amplifiée par les activités de production d'électricité et du commerce d'électricité à l'étranger, le taux moyen du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec refléterait un niveau de risque plus élevé que celui de la distribution et davantage que celui associé aux comptes réglementaires d'écarts et de report.

Concernant es comptes d'écarts et de report réglementaires, la Régie a reconnu que leur mise en place réduit les risques du Distributeur et du Transporteur dans sa décision D-2014-034:

« Du côté du Distributeur, l'évolution de son risque d'affaires depuis la décision D-2003-93 a été marquée par l'ajout d'un grand nombre de comptes de frais reportés et autres comptes de nivellement au fil des années, notamment le compte de nivellement pour aléas climatiques, ainsi que le compte de pass-on des coûts d'approvisionnement post patrimoniaux, avec pour résultat une réduction notable de la fluctuation de ses revenus. Tout comme pour le Transporteur, le risque réglementaire du Distributeur a été réduit de façon importante. Le levier financier étant demeuré inchangé depuis 2003, il en résulte donc une réduction nette du risque global du Distributeur.» (page 18).

(...)

« Opinion de la Régie

« Depuis l'adoption de la Loi, les Demandeurs sont assujettis à un cadre réglementaire basé sur le coût de service. Ce cadre prévoit le dépôt de dossiers tarifaires sur la base de l'année témoin projetée. Il prévoit également la mise en place de comptes d'écarts permettant aux entreprises assujetties de réduire l'impact d'événements hors de leur contrôle, ce qui permet de réduire leur risque d'affaires. » (page 19).

Par conséquent, Si la mise en place des comptes d'écarts et de report réduit les risques du Distributeur, il serait logique de concevoir que les risques associés à ces comptes réglementaires sont bien inférieurs à ceux attribuables aux activités du Distributeur et d'Hydro-Québec.

**Analyse de la position du Distributeur relative au taux de rémunération des CER**

Le Distributeur prend position en faveur de l'utilisation du CMPC pour rémunérer les soldes des CER. Il argumente que le CMPC reflète la réalité du financement intégré effectué par Hydro-Québec et est cohérent avec la gestion globale qui en est faite.

Nous sommes d'avis que l'objectif premier dans le cas qui nous occupe c'est la détermination d'un taux de rémunération des CER qui serait juste et raisonnable pour le Distributeur et sa clientèle et non le reflet de la gestion intégrée d'Hydro-Québec.

Selon nous, le critère du reflet de la réalité du financement intégré d'Hydro-Québec est en contradiction avec le principe de l'entreprise indépendante soutenue à maintes reprises par le Distributeur et reconnue par la Régie.

Selon l'ACEF de Québec, sur la base du principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée, la Régie devrait rejeter l'argument de reflet de la réalité du financement intégré d'Hydro-Québec avancé par le Distributeur. Ce reflet n'a pour effet, en ce qui concerne le financement des CER, que d'imposer aux consommateurs québécois des coûts supérieurs au prix de financement sur les marchés.

**Recommandation**

**Compte tenu de ce qui précède, l'ACEF de Québec recommande que la Régie fixe le taux de rémunération de tous les comptes de pass-on sur la base des taux de marché de court terme.**

**Amortissement des soldes 2013 et 2014 du compte de pass-on**

Selon une évaluation du Distributeur, son revenu additionnel requis en 2015 serait de 799 M$ exigeant une hausse tarifaire de 7,3% pour sa clientèle industrielle et de 7,6% pour le reste.

Ce niveau de hausse tarifaire ne respecterait pas la capacité de payer de sa clientèle, notamment les ménages à faibles revenus. Il serait donc souhaitable de voir en premier lieu si les coûts soumis par le Distributeur sont justifiés pour être inclus dans son revenu requis de 2015 et en second lieu d'étudier la possibilité de reporter la récupération de certains coûts.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose de reporter l'intégration des soldes 2013 et 2014 du compte de pass-on dans son revenu requis de 2015 et d'inclure ces soldes ainsi que les intérêts courus en 2015 dans sa base de tarification de 2016. Le Distributeur propose d'amortir les soldes 2013 et 2014 à la fin de 2015 des comptes de pass-on sur une période de 5 ans, soit de 2016 à 2020.

Selon les données du Distributeur, avant l'examen de la Régie, le solde total des comptes de pass-on de 2013 et 2014 à la fin de 2014 serait de 380 M$. Ce solde sera de 407 M$ à la fin de 2015 compte tenu des intérêts courus en 2015; les intérêts sont calculés au taux de 7,1% (CMPC).

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a soumis deux scénarios de hausses tarifaires : Avec et Sans Modification des modalités de disposition du compte de pass-on. Le Distributeur n'a fourni aucune information sur ces scénarios, il nous est donc impossible d'apprécier leur plausibilité. Dans ces circonstances, il nous ne serait pas possible de se prononcer sur la pertinence d'intégrer les soldes 2013 et 2014 dans la base tarifaire du Distributeur et sur leur durée d'amortissement.

**Recommandation**

**Considérant le niveau très élevé du revenu additionnel requis de 2015 tel que soumis par le Distributeur, l'ACEF de Québec recommande à la Régie de modifier de façon exceptionnelle la modalité actuelle de disposition des comptes de pass-on pour ne verser aucun montant relatif aux soldes des comptes de pass-on 2013 et 2014 dans le revenu requis du Distributeur de 2015 et de les maintenir hors de la base tarifaire du Distributeur jusqu'à la fin de la prochaine année tarifaire, soit le 31 mars 2016 et de les rémunérer sur la base des taux des marchés de court terme. L'ACEF de Québec recommande également que la Régie réévalue la situation des comptes de pass-on au prochain dossier tarifaire.**

**Tarif économique** :

Le Distributeur souhaite bonifier son offre tarifaire au soutien de l'économie québécoise. Ainsi, il propose d'introduire un tarif de développement économique à l'intention de la clientèle de moyenne et de grande puissance oeuvrant dans des secteurs d'activité porteurs de développement économique pour de nouvelles charges d'au moins 1 000 kW.

Les clients de ce nouveau tarif bénéficieront d'une réduction tarifaire de 20% par rapport au tarif L pendant la période 2015-2024.

Les coûts du tarif de développement économique calculés par le Distributeur sont des coûts à la marge. À l'opposé, les coûts des autres catégories tarifaires sont basés sur les coûts moyens. Rappelons que la tarification aux coûts moyens traite tous les clients, anciens ou nouveaux, de la même façon, sans égard à leur vocation économique ou commerciale.

Pour la composante « fourniture », le coût du tarif de développement économique est basé essentiellement sur le coût de l'électricité patrimoniale, soit l'approvisionnement le moins cher alors que les clients aux tarifs réguliers doivent assumer le coût moyen des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux, incluant les coûts de fermeture de la centrale de TransÉnergie et de l'énergie éolienne.

La composante fourniture de 3,2 ¢/kWh du tarif de développement économique représente 95% du coût de fourniture moyen de 3,36 ¢/kWh en 2015 pour l'ensemble des clients aux tarifs réguliers. Les clients au tarif de développement économique seront donc avantagés sur le plan des coûts de fourniture par rapport aux clients aux tarifs réguliers.

Pour la composante « transport », le coût à la marge applicable au tarif de développement économique est évalué par le Distributeur à 0,2 ¢/kWh, puisque ce coût couvre seulement les dépenses associées au raccordement du client au réseau. Comme le coût unitaire de transport de l'ensemble des clients aux tarifs réguliers est de 1,64 ¢/kWh selon les données du Distributeur, un client au tarif de développement économique ne payera qu'environ 12% du coût de transport assumé par les clients aux tarifs réguliers.

Durant la période 2015-2024, la facture de transport du Distributeur augmentera en fonction de la puissance totale de l'ensemble des clients du Distributeur, incluant les clients au tarif de développement économique. Par conséquent, les clients aux tarifs réguliers financeront une grande partie des coûts de transport attribuables aux clients au tarif de développement économique durant cette période.

Pour la composante « distribution et services à la clientèle », tout est gratuit pour les clients au tarif de développement économique, comme le montre le tableau R-6.1 de la réponse du Distributeur à la DDR no 3 de la Régie.

Il serait donc logique de concevoir que la situation de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs serait modifiée au cours de la période 2015-2024, si l'on applique les principes de répartition des coûts approuvés par la Régie.

D'ailleurs, dans sa réponse à la question 6.4 de la DDR no 3 de la Régie, le Distributeur a reconnu que les indices d’interfinancement entre les catégories de consommateurs seront modifiés.

Comment interpréter l'impact du tarif économique sur la clientèle?

**chapitre H-5**
**Loi sur Hydro-Québec**

SECTION III
**OBJETS DE LA SOCIÉTÉ**

22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

S. R. 1964, c. 86, a. 22; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 6; 1983, c. 15, a. 15; 2000, c. 22, a. 62.

22.0.1. Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie.

Toutefois, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), le gouvernement peut fixer à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

1983, c. 15, a. 15; 1996, c. 61, a. 123; 2000, c. 22, a. 63.

22.1. Pour la réalisation de ses objets, la Société prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir.

La Société peut mettre en oeuvre des programmes d'économie d'énergie; à cette fin elle peut accorder une aide technique ou financière.

1978, c. 41, a. 8; 1981, c. 18, a. 7; 1983, c. 15, a. 16.

26. **Les décisions prises par la Société en vertu de la présente section ne sont point soumises à révision par les tribunaux et nul ne peut invoquer les dispositions de la présente section à l'encontre d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement ou d'une obligation contractée envers la Société.**

S. R. 1964, c. 86, a. 26; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 61, a. 125.

==========

SECTION IX.1
POUVOIRS ET RESPONSABILITÉS DU MINISTRE

61.1. **Le ministre peut donner des directives sur l'orientation et les objectifs généraux que la Société doit poursuivre.**

Ces directives doivent être approuvées par le gouvernement et entrent en vigueur le jour de leur approbation. Une fois approuvées, elles lient la Société qui est tenue de s'y conformer.

Toute directive est déposée devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de son approbation par le gouvernement ou, si elle ne siège pas, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

2006, c. 59, a. 66.

61.2. Le ministre doit, au plus tard tous les 10 ans, faire un rapport au gouvernement sur l'application de la présente loi. Ce rapport doit notamment contenir des recommandations concernant l'actualisation de la mission de la Société.

Le ministre dépose le rapport à l'Assemblée nationale.

2006, c. 59, a. 66.

62. Le ministre est chargé de l'application de la présente loi.

**À jour au 1er décembre 2014**
Ce document a valeur officielle.

**chapitre R-6.01**

**Loi sur la Régie de l'énergie**

**49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:**

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° **tenir 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;**

7° *s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;*

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

**10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;**

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité

territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Lorsqu'elle fixe un tarif de livraison de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel alloue à l'efficacité et à l'innovation énergétiques.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient 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 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article. La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie.

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.

**La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle.**

**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.**

Le quatrième alinéa ne s'applique pas lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transition pour un consommateur qui passe à une autre catégorie de consommateurs.

**Conclusion**

**Il ressort de notre analyse ainsi que de la preuve du Distributeur que la situation d'interfinancement entre les catégories tarifaires serait modifiée au cours des dix prochaines années dans le cas où la Régie approuve la demande du Distributeur relative au tarif de développement économique.**

**Or, la restriction inscrite à l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie stipule 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.».**

**L’ACEF de Québec invite la Régie à considérer cet enjeu dans sa réflexion sur ce nouveau tarif proposé par le Distributeur.**

**Si le tarif économique est approuvé, L'ACEF de Québec recommande à la Régie d'exiger du Distributeur d'implanter des mesures et mécanismes afin que les consommateurs résidentiels incluant les ménages à faibles revenus n'aient pas à subventionner indirectement les clients au tarif de développement économique.**