RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AREQ

Demande de renseignements n° 1 de l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) relative à la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016 (R-3905-2014)

1. Référence : Demande R-3854-2013 (phase 1):
Pièce B-0049, HQD-13 Document 2, section 1.3, p. 11
Pièce C-AREQ-0006, section 2, p. 2
Pièce B-0091, HQD-15 Document 4, p.5
Pièce B-0093, HQD-15 Document 6, p.35

Demande R-3905-2014 :
Pièce B-0049, HQD-14 Document 2, section 2, p. 6

Préambule :

Dans sa demande tarifaire pour l'année 2013-2014, le Distributeur mentionnait ce qui suit concernant le rééquilibrage des tarifs généraux:

«[…]

*Pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de **1 %** aux autres tarifs généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire.» […]*

Dans sa demande de renseignements, l'AREQ avait posé la question suivante au Distributeur:

« *2.3 Sans la limite de 1%, à combien évaluez-vous l'écart à rattraper avec ce rééquilibrage?* »

La réponse du Distributeur à cette question renvoyait l'AREQ à la réponse que le Distributeur avait donnée à l'une des questions formulées par la FCEI, laquelle réponse se lisait comme suit :

« […] À chaque dossier tarifaire, le Distributeur évaluera la situation économique, énergétique et tarifaire propre aux tarifs généraux, en considérant notamment l'évolution de la position de ses tarifs par rapport à ceux comparables ailleurs en Amérique du Nord. Il pourra ajuster, si nécessaire, sa stratégie tarifaire en fonction de cette lecture ».
Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le Distributeur mentionne ce qui suit concernant le rééquilibrage des tarifs généraux :

*«Il est proposé de **poursuivre** le rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse légèrement moindre au tarif M relativement aux autres tarifs généraux. […]*

Par ailleurs, au tarif LG, la facture de quelques réseaux municipaux subira un impact à la hausse associé à l'entrée en vigueur du mécanisme automatique de fixation de la PFM au 1er décembre 2014, ce qui représente un montant de 3 M$. Ainsi, le Distributeur propose de limiter la hausse des prix au tarif LG à 3,9 % afin de ne pas affecter les réseaux municipaux au-delà de l'impact combiné de ce nouveau mécanisme et de la hausse moyenne aux tarifs généraux. […]»

L'AREQ considère que les réponses données par le Distributeur en 2013 relativement au processus de rééquilibrage ne répondaient pas entièrement aux questions formulées par elle. Il est toujours de l'intérêt de l'AREQ de connaître les paramètres de ce processus de rééquilibrage et les projections faites par le Distributeur pour le tarif LG dans ce processus.

Demande :

1.1 Quel est l'objectif final que le Distributeur veut atteindre par le processus de rééquilibrage des tarifs généraux ou, autrement dit, quels sont les paramètres à atteindre pour considérer le processus achevé ?

Réponse :

Le Distributeur a expliqué dans le dossier R-3854-2013 que l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, le contexte économique et énergétique et l'avantage concurrentiel des tarifs moins important pour la clientèle de moyenne puissance que pour les autres catégories de clients plaident pour un rééquilibrage des tarifs généraux. Force est de constater que la situation qui prévalait lors de l'introduction de la stratégie de rééquilibrage n'a que légèrement évolué.

Le Distributeur réitère l'importance d'évaluer à chaque dossier tarifaire la situation économique, énergétique et tarifaire propre aux tarifs généraux pour établir la stratégie tarifaire.

À plus long terme, l'objectif visé est, comme mentionné en réponse à la question 15.1 de la FCEI à la pièce HQD-15, document 6 (B-0093) du dossier R-3854-2013, de rétablir l'attrait du tarif M aux yeux des acteurs de la moyenne industrie dans une optique de développement économique au Québec. L'attrait du tarif M sera d'autant plus grand que cette orientation apparaîtra stable sur un certain nombre d'années.

1.2 À quel pourcentage le Distributeur évalue-t-il l'écart qu'il reste à combler au tarif LG pour parfaire le rééquilibrage des tarifs généraux ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

1.3 En ce qui concerne le tarif LG, le Distributeur a choisi l'introduction de la PFM pour atteindre ses objectifs ; les clients du tarif LG doivent-ils s'attendre à l'introduction d'autres modifications significatives dans la poursuite du rééquilibrage entrepris par le Distributeur et envisagées par ce dernier?

Réponse :

Le Distributeur a choisi cette année de ne pas affecter les réseaux municipaux au-delà de l'impact combiné du nouveau mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale et de la hausse moyenne appliquée aux tarifs généraux. Les revenus associés au mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale contribueront à réduire la hausse proposée au tarif M plutôt qu'au tarif LG, ce qui aurait été contreproductif.

La stratégie de rééquilibrage n'est pas liée à des modifications aux modalités tarifaires. C'est dans un souci d'équité, d'amélioration du signal de prix du tarif LG et de simplification de l'application de ce tarif, tant pour la clientèle que pour le Distributeur, que le mécanisme automatique a été proposé et approuvé par la Régie. Le Distributeur n'entrevoit pas pour l'instant d'autres modifications significatives aux modalités tarifaires du tarif LG.

1.4 Quels sont les paramètres utilisés par le Distributeur afin de déterminer que l'électricité vendue au tarif LG est ou n'est pas vendue à son juste prix ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

2. Référence : Demande R-3854-2013 (phase 1) :
Pièce B-0049, HQD-13, document 2, section 2,1, p.20
Pièce C-AREQ-0009, section 9, p.28-29.

Demande R-3905-2014 :
Pièce B-0049, HQD-14 Document 2, section 3.4, p. 15

Préambule :

Dans sa demande tarifaire pour l'année 2013-2014, le Distributeur proposait d'introduire le mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG de façon graduelle sur trois ans.

L'AREQ répondait ceci à la proposition faite par le Distributeur :

«[…] Ceci dit, la période de transition de trois ans qui est proposée par HQD dans sa stratégie tarifaire est inadéquate et inéquitable pour certains réseaux de l'AREQ. Les investissements qui ont été faits

dans le but d'optimiser le processus d'achat d'énergie selon les modalités du tarif L doivent être amortis sur une période de temps liée à l'historique factuel, contractuel et législatif.[…]

Historiquement, l'AREQ remarque que des périodes de transition beaucoup plus longues ont été offertes aux réseaux de l'AREQ par Hydro-Québec lors de changements importants ayant des impacts monétaires non négligeables dans leurs relations d'affaires. […]

Considérant la diminution importante anticipée des marges bénéficiaires due au rééquilibrage des tarifs et à l'apparition du tarif LG avec une PFM à 75%, avec laquelle l'AREQ est en désaccord, la proposition de transition doit être revue afin d'amoindrir ses impacts de façon plus juste et plus équitable dans le temps. »

Dans sa demande tarifaire pour l'année 2014-2015, le Distributeur mentionne ce qui suit :

«Le Distributeur reconnaît que selon leur mode de fonctionnement, une transition sur 3 ans pourrait entraîner, pour certains réseaux municipaux, un impact plus important la première année de transition que la deuxième. Pour mitiger davantage cette situation, le Distributeur propose d'étaler la période de transition sur 5 ans plutôt que sur 3 ans.

[…]

Une transition sur 5 ans est mieux adaptée au cycle d'optimisation de la puissance souscrite des réseaux municipaux qui s'étend sur 16 mois plutôt que 12. Ainsi, la prolongation de la transition de 2 ans et la fixation du seuil à 30% de la puissance maximale appelée en période d'hiver pour la première année, permettent de mieux lisser pour les clients visés les impacts associés à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM. »

Demande :

2.1 Veuillez démontrer à l'aide d'un exemple comment une transition sur 5 ans est mieux adaptée au cycle d'optimisation de la puissance souscrite des réseaux municipaux?

Réponse :

Les réseaux municipaux desservis par un seul poste d'alimentation optimisent leur puissance souscrite sur 16 mois, c'est-à-dire qu'ils diminuent leur puissance souscrite un été sur deux, ce qui correspond à un cycle de deux ans. En prolongeant la période de transition sur cinq ans au lieu de trois, les mesures transitoires permettent ainsi d'étaler les impacts sur deux cycles complets au lieu d'un seul.

Pour les réseaux municipaux desservis par plus d'un poste d'alimentation, qui optimisent leur puissance souscrite sur 12 mois et diminuent leur puissance souscrite chaque été, l'étalement des mesures transitoires et la diminution du

seuil à la première année permettra de minimiser les impacts à chacune des années.

2.2 En quoi la prolongation de la transition de 2 ans et la fixation du seuil à 30 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver permettent de mieux lisser les impacts associés à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.3 Est-ce qu'une période de transition sur une période de 10 ans ne permettrait pas également d'atteindre les objectifs de cette demande ? Justifier la réponse.

Réponse :

Bien qu'une période de 10 ans permette de lisser les impacts, une telle période est beaucoup trop longue en regard des impacts anticipés de l'introduction du mécanisme automatique. En effet, la durée des périodes de transition associées à des modifications tarifaires est généralement établie de façon à ce que l'impact annuel sur les factures des clients visés soit raisonnable. Par exemple, pour le tarif de transition pour la fabrication de neige, dont l'impact était de 8 % par an, la transition a duré plus de 12 ans. Dans le cas présent, où seuls deux réseaux ont un impact autour de 8 % à terme, une période de 5 ans est très raisonnable.

Par ailleurs, une période de transition encore plus longue ne ferait qu'alourdir la contribution du reste de la clientèle, qui doit assumer le manque à gagner, comme expliqué en réponse à la question 4.1 de l'AREQ à la pièce HQD-15, document 4 (B-0091) du dossier R-3854-2013.

3. Référence : Pièce B-0049, HQD-14 Document 2, section 3.5, p. 15 et 16

Préambule :

«[…]

Afin de clarifier la portée de l'article 5.21, il est proposé de préciser qu'il ne s'applique qu'aux clients susceptibles d'être alimentés à partir du réseau de distribution, soit des clients de taille inférieure à 12 MW. Ce seuil se compare à la limite pour l'alimentation à une tension triphasée de 25 kV à un courant appelé de 260 A. Le remboursement actuel de 15 % de sommes facturées aux clients a été convenu en considérant qu'aucun client ne nécessitait une alimentation en haute tension ou par plus d'une ligne

de distribution. Dans de tels cas, ce taux pourrait ne pas refléter correctement les investissements assumés par le réseau municipal.

Dans l'éventualité où un réseau municipal proposerait d'alimenter une charge de plus de 12 MW, une compensation offerte par le Distributeur au réseau municipal serait établie en collaboration avec celui-ci. Cette compensation, qui prendrait la forme d'un remboursement en pourcentage des sommes facturées au client ou d'un montant forfaitaire, devrait tenir compte du coût réel des équipements nécessaires pour desservir ce nouveau client, incluant un rendement correspondant à celui du Distributeur, et dans le cas d'un client au tarif L, de l'écart de prix entre les tarifs L et LG.

Cette proposition limite le risque pour la clientèle du Distributeur, tout en permettant la croissance des clients existants de même que l'ajout de nouveaux clients dans les réseaux municipaux. »

Demande :

3.1 Veuillez expliquer pourquoi fixer la limite à 12 MW alors que certaines artères des réseaux de l'AREQ ont un courant appelé de plus de 500 A?

Réponse :

La limite est établie sur la base d'une ligne de distribution standard susceptible d'être utilisée par un redistributeur pour alimenter un client. Cette limite découle de la norme E.21-12 portant sur le *Service d'électricité en moyenne tension*, à un courant appelé de 260 ampères et moins. Au-delà de cette limite, il est difficile d'estimer un coût générique.

D'ailleurs, la norme E.21-12 (section 3.4.1 *Limites d'alimentation*, page 28) mentionne ce qui suit au sujet des charges de plus de 260 A :

> **« Pour les charges excédant 260 A, Hydro-Québec doit procéder à une étude particulière pour déterminer le niveau de tension de l'installation du client ainsi que le mode d'alimentation. Le cas échéant, elle peut convenir de modalités particulières avec le client. »**

C'est dans cette optique que le Distributeur propose que, pour une charge de plus de 12 MW ou pour une tension excédant 44 kV, le remboursement versé en vertu de l'article 5.21 des Tarifs soit établi sur la base d'une étude de coûts et tienne ainsi compte des conditions particulières rencontrées pour desservir un tel client.

Le Distributeur rappelle qu'aucun des clients des réseaux municipaux aux tarifs de grande puissance, pour lesquels un remboursement est appliqué actuellement, ne dépasse ce seuil, tout comme à l'époque où le taux de remboursement a été convenu.

3.2 Veuillez détailler les caractéristiques qui influencent le pourcentage de remboursement pour les clients ayant une puissance appelée inférieure ou supérieure à 12 MW ?

Réponse :

Pour une charge inférieure à 12 MW, il est proposé d'appliquer la formule présentée à l'article 5.21 des Tarifs qui établit un pourcentage en fonction de la puissance maximale appelée. Pour une charge de plus de 12 MW, il est proposé que l'analyse d'un projet éventuel soit réalisée en bonne et due forme afin de confirmer le taux à appliquer dans une telle situation.

3.3 Veuillez expliquer dans quelle situation le remboursement de 15% des sommes facturées d'un client de plus de 12MW ne refléterait pas correctement les investissements assumés par le réseau municipal par rapport à un client de moins de 12 MW?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.

3.4 Veuillez définir et détailler avec un exemple quel serait le remboursement pour un client de 16 MW ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.

3.5 Veuillez expliquer à quel risque fait allusion le Distributeur et en quoi la proposition du Distributeur limite ce risque pour sa clientèle ?

Réponse :

Dans le cas d'un client de grande taille dont le coût d'alimentation ne justifierait pas une compensation à hauteur de 15 %, ce sont les clients du Distributeur qui seraient pénalisés par le manque à gagner qui en découlerait. À l'inverse, dans le cas où le coût d'alimentation serait supérieur au remboursement, le redistributeur serait pénalisé.

4. Référence : Demande R-3854-2013 (phase 1)
Pièce C-AREQ-0009, section 11, p. 35

Demande
Tarifs et conditions du Distributeur, en vigueur le 1er avril 2014, section 01 – dispositions interprétatives, p. 10.

Préambule :

Réévaluer les crédits de tension

«Pour les coûts d'achats et d'entretien d'équipements, la tension de 44 kV se compare mieux avec la tension de 120 kV qu'avec celle du 25 kV. D'ailleurs, on remarque que la haute tension à laquelle se réfère HQD se définit comme «la tension nominale entre phases de 44 000 volts et plus» [56]. Les paliers de référence pour les rabais devraient tenir compte de cette définition et être réévalués selon ce seuil.»

Demande :

4.1 Expliquer pourquoi les paliers des crédits de tension ne correspondent pas à la définition de la haute tension dans les documents officiels du Distributeur?

Réponse :

La structure actuelle des tarifs de base d'Hydro-Québec a été adoptée en 1975 après la fusion des différents distributeurs au Québec. Le rabais de moyenne tension (25 kV) est depuis cette date limité à des tensions nominales entre phases égales ou supérieures à 15 kV et inférieures à 50 kV.

Des modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* en 2000 ont permis de préciser que la tension de transport (haute tension) correspondait à une tension de 44 kV et plus. Bien que les définitions de la moyenne et de la haute tension de la section 1.2 des Tarifs aient été harmonisées en 2006, les limites historiques des crédits sont demeurées les mêmes.

5. Référence : Pièce B-0049, HQD-14 Document 2, section 2, p. 8
Pièce B-0044, HQD-14 Document 3, Grille des tarifs d'électricité, section 10.2, p. 5

Préambule :

«Pour les tarifs généraux et le tarif industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle de l'année dernière. Les ajustements tarifaires proposés au 1er avril 2015 pour ces tarifs se déclinent de la façon suivante :

(…)

- *hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix de la puissance des tarifs généraux et industriel.»*

Demande :

5.1 Veuillez expliquer pourquoi l'augmentation des crédits d'alimentation est variable en fonction des différents paliers?

Réponse :

Les légers écarts entre les hausses proposées pour les crédits de haute tension sont le résultat d'un calibrage plus fin qui est parfois nécessaire pour atteindre la hausse recherchée pour les tarifs concernés. Notamment, la hausse moins importante du crédit de 315 kV, qui n'est appliqué qu'aux clients du tarif L, est davantage en lien avec la hausse de la prime de puissance du tarif L.

5.2 Est-ce que le Distributeur prévoit revoir de façon globale le dossier des crédits d'alimentation et du rajustement pour les pertes de transformation? Si oui, quand?

Réponse :

Non. Ce n'est pas envisagé pour le moment.