

**HQD - Demande de fixation de tarifs et  
conditions de service pour l'usage  
cryptographique appliqué aux chaînes de  
blocs**

**R-4045-2018**

**Mémoire présenté à la  
Régie de l'énergie par**



12 août 2020

## Table des matières

---

<b>TABLE DES MATIÈRES .....</b>	<b>2</b>
<b>UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU.....</b>	<b>3</b>
<b>1 INTRODUCTION.....</b>	<b>4</b>
<b>2 CONTEXTE ACTUEL DE L'INDUSTRIE DE LA CRYPTOMONNAIE .....</b>	<b>4</b>
<b>3 RÉSEAUX MUNICIPAUX .....</b>	<b>6</b>
3.1 ENTENTE HQD/AREQ .....	6
3.2 INTERRUPTION EN POINTE .....	8
3.2.1 Pénalité pour non interruption .....	8
3.2.2 Nombre d'heures d'interruption.....	9
3.3 REMBOURSEMENT POUR L'ALIMENTATION DES CLIENTS AUX TARIFS L ET LG.....	10
3.3.1 Contexte.....	10
3.3.2 Modification de l'article 5.21.....	13
3.3.3 Remboursement proposé pour usage cryptographique .....	15
<b>4 BLOC ADDITIONNEL DE 40 MW POUR LES RÉSEAUX MUNICIPAUX.....</b>	<b>18</b>

### LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Évolution des structures tarifaires - Tarif L.....	12
Tableau 2 Remboursement accordé aux réseaux municipaux en vertu de l'article 5.1 (M\$) .....	13
Tableau 3 Conventions ou ententes signées par chacun des réseaux municipaux .....	17

Mémoire publié par :



7000, avenue du Parc, bureau 201  
Montréal (Québec) H3N 1X1  
Téléphone : 514 521-6820  
Sans frais : 1 888 521-6820  
Télécopieur : 514 521-0736  
[info@uniondesconsommateurs.ca](mailto:info@uniondesconsommateurs.ca)  
[www.uniondesconsommateurs.ca](http://www.uniondesconsommateurs.ca)

Organismes membres d'Union des consommateurs :

ACEF Appalaches-Beauce-Etchemins  
ACEF de l'Est de Montréal  
ACEF de l'Île Jésus  
ACEF du Grand-Portage  
ACEF du Sud-Ouest de Montréal  
ACEF du Nord de Montréal  
ACEF Estrie  
ACEF Lanaudière  
ACEF Montérégie-est  
ACEF Rive-Sud de Québec  
Centre d'éducation financière EBO  
CIBES de la Mauricie  
SAC de Shawinigan  
ACQC

### Rédaction du mémoire

- Viviane de Tilly, Union des consommateurs

### Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe 14 groupes de défense des droits des consommateurs. La mission d'UC est de promouvoir et défendre les droits des consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face ; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou règlementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et Internet, la santé, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

© Union des consommateurs — 2020

*Reproduction autorisée, à condition que la source soit mentionnée. Toute reproduction ou utilisation à des fins commerciales est strictement interdite.*

## 1 Introduction

---

Le Distributeur a déposé le 14 juin 2018 à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à la fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (usage cryptographique).

Parmi les sujets devant être abordés dans la présente phase et identifiés par la Régie dans sa décision D-2020-026, notre mémoire traitera

- du complément de preuve contemporain de sa demande, notamment sur la nécessité de maintenir des conditions tarifaires spécifiques pour l'utilisation de l'électricité dédiée à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
- de l'octroi d'un bloc dédié pour les clients des Réseaux municipaux pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (condition de délestage, processus de sélection, prix, tarif dissuasif, remboursement)

Finalement, dans la décision D-2020-025<sup>1</sup>, la Régie se déclarait compétente pour aménager le tarif LG offert aux Réseaux municipaux afin de tenir compte de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs par la clientèle de ces derniers. Notre mémoire abordera la proposition du Distributeur à cet égard.

De façon générale, notre position est de s'assurer que l'ensemble des consommateurs québécois d'électricité tirent équitablement profit des revenus associés au minage de cryptomonnaies, et ce, tout en limitant les risques reliés aux approvisionnements.

## 2 Contexte actuel de l'industrie de la cryptomonnaie

---

La Régie s'interroge sur la nécessité de maintenir des conditions tarifaires spécifiques pour l'utilisation de l'électricité dédiée à l'usage cryptographique<sup>2</sup>.

Le Distributeur démontre en preuve<sup>3</sup> la nécessité de maintenir l'encadrement réglementaire et tarifaire associé à l'usage cryptographique, voire le renforcer via les propositions additionnelles qu'il apporte. Nous endossons la position du Distributeur.

---

<sup>1</sup> D-2020-025.

<sup>2</sup> Dans la suite du document, l'usage cryptographique se rapporte à une technologie employée à des fins de minage ou à des fins de participation au maintien d'un réseau de cryptomonnaie en contrepartie d'une forme de rémunération.

<sup>3</sup> HQD-5, document 1, page 8.

Nous rappelons à la Régie qu'il y a à peine 2 ans, le Québec était au cœur d'une tempête que nous qualifierions de politico-économique qui s'est étalée sur quelques mois. Les demandes d'alimentation de 18 000 MW destinés au minage de cryptomonnaies étaient réelles et menaçantes. Il fallait, là et maintenant, fournir 54 TWh d'électricité. En effet, comme l'a mentionné la Régie, si ce n'était des limites d'approvisionnements, la question de la fixation de conditions et de tarifs applicables pour la vente d'électricité pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ne se poserait pas<sup>4</sup>. Nous écrivions d'ailleurs dans notre mémoire :

*L'apparition spontanée d'une demande d'électricité phénoménale est unique. À titre indicatif, l'alimentation d'une demande 54 TWh exigerait la construction de près de 9 000 éoliennes de 2 MW ou la construction de 7 fois le complexe de la Romaine, sans oublier tous les travaux pour accroissement de charge qui devraient être réalisés en transport et en distribution. UC convient que cette adéquation est simpliste, mais elle a le mérite de traduire le caractère unique voire rocambolesque de la situation où deux paradigmes de planification diamétralement opposé s'affrontent.*<sup>5</sup>

Qu'aujourd'hui cette menace soit moins vivide ne signifie pas qu'elle se soit résorbée définitivement. Sans qu'on puisse identifier précisément dans quelle mesure le décret 646-2018 du gouvernement, les demandes du Distributeur et les décisions de la Régie ont influé sur les demandes d'alimentation et les résultats de l'Appel de propositions pour 300 MW destinés à l'usage cryptographique, il demeure que les demandes d'alimentation ont été contenues. Et nous dirions, *À la bonne heure!*, dans le contexte où les activités d'usage cryptographique, hautement spéculatives, connaissent un ralentissement. À défaut de toutes ces mesures, le Distributeur aurait pu se retrouver le bec à l'eau avec des contrats d'approvisionnements inutiles voire des investissements inutiles en transport et distribution.

Or, si en 2018, nous étions au cœur de la tempête, rien d'indique que nous ne soyons pas maintenant dans l'œil du cyclone. Après son creux de 2019, le cours du Bitcoin est en remontée. Le Québec pourrait donc revivre la crise de 2018. Dans ce contexte, nous sommes d'avis que la Régie ne peut demander au Distributeur et à la société québécoise de spéculer à leur tour dans l'industrie de la cryptomonnaie en répondant à la conjoncture de marché avec des assouplissements règlementaires et tarifaires. **C'est pourquoi nous sommes d'avis que les mesures actuelles visant à limiter la demande d'électricité pour l'usage cryptographique particulièrement en pointe doivent demeurer et, par une saine prudence, recommandons à la Régie de les maintenir.**

---

<sup>4</sup> D-2020-025, page 33.

<sup>5</sup> C-UC-0010, page 6.

## 3 Réseaux municipaux

---

### 3.1 Entente HQD/AREQ

Dans sa décision D-2020-025, la Régie se déclare compétente pour aménager le tarif LG offert aux Réseaux municipaux afin de tenir compte de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs par la clientèle de ces derniers<sup>6</sup>. Dans cette même décision, elle indique également que le fondement même du présent dossier (R-4045-2018) est la recherche de solutions tarifaires à un problème de sécurité des approvisionnements au Québec.<sup>7</sup>

Le Distributeur présente aux sections 7.2 et 7.3 de sa preuve<sup>8</sup> les aménagements qu'il propose. Ces aménagements sont résumés en réponse à une demande de renseignement.

*L'entente avec l'AREQ prévoira que les Réseaux municipaux intéressés à alimenter une charge visant l'usage cryptographique devront adopter un tarif identique au tarif CB et des conditions de service similaires. Par ailleurs, les parties ont convenu que le tarif dissuasif devra être adopté et maintenu dans les Réseaux municipaux aux mêmes conditions que pour les clients du Distributeur.*

*L'entente est ainsi conditionnelle à l'adoption de la nouvelle catégorie de consommateurs et des conditions d'interruption, incluant un minimum de 300 heures. De plus, les modalités tarifaires applicables aux Réseaux municipaux ont été modulées en fonction de leur charge, dont l'article 5.21 qui n'est pas applicable à la charge liée à l'usage cryptographique, et le Distributeur aura le contrôle pour 100 heures d'interruptions chez les Réseaux municipaux, à sa demande. Il y a donc effectivement un aménagement du tarif LG pour les Réseaux municipaux en fonction de la clientèle visée par la nouvelle catégorie de consommateurs pour un usage cryptographique.<sup>9</sup>*

Selon notre compréhension, l'aménagement « codifié » du tarif LG pour les réseaux municipaux qui alimentent des clients avec usage cryptographique concerne essentiellement la modification du taux de remboursement des clients au tarif LG. Autrement, l'article 7.11 proposé du tarif CB concerne quant à lui le réseau municipal qui applique le tarif CB, sous-entendant qu'un réseau municipal pourrait ne pas l'appliquer et facturer l'électricité fournie à ses clients avec usage cryptographique au tarif régulier. Quant à elle, l'entente conclue avec l'AREQ – qui serait

---

<sup>6</sup> D-2020-025, page 38.

<sup>7</sup> Ibid., page 33.

<sup>8</sup> HQD-5, document 1, page 3.

<sup>9</sup> HQD-6, document 10, page 4.

déposée lorsque signée par toutes les parties et en temps utile avant l'audience prévue<sup>10</sup>, aménage de façon informelle le tarif LG. Or, le Distributeur indique que la Régie n'a pas à approuver l'entente conclue avec l'AREQ, ni quelque autre « autorité ». <sup>11</sup> Il nous est impossible de savoir maintenant quels sont les modalités fines de cette entente, les mécanismes de contrôles, les procédures de suivis, les pénalités prévues. Pire encore, le Distributeur demande à la Régie de prendre acte de l'entente. Nous convenons que la Régie avait demandé au Distributeur et à l'AREQ de s'entendre sur certains enjeux<sup>12</sup>. En revanche, nous ne pouvons conclure que la Régie ait donné carte blanche aux parties pour conclure une entente qu'elle se contenterait de reconnaître<sup>13</sup>. Cette entente fixe des conditions<sup>14</sup> auxquelles l'électricité sera distribuée par le Distributeur aux réseaux municipaux qui alimentent des clients avec usage cryptographique. En outre, nous rappelons que l'enjeu principal de tout le dossier R-4045-2018 en est un d'approvisionnement et que la Régie a la responsabilité de s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants.

À cette étape du dossier, en l'absence de l'entente qui nous permettrait d'y voir plus clair, nous ne pouvons que nous inquiéter que les principaux « aménagements » au tarif LG, ceux qui garantiraient la sécurité des approvisionnements, ne soient pas codifiés. Par exemple, le Distributeur indique (et nous y reviendrons) comprendre que l'AREQ, de par l'entente, s'engage à respecter les périodes de restriction demandées par le Distributeur bien qu'aucune pénalité n'y soit associée, et que si ce n'était pas le cas, les parties devraient se rasseoir à la table de négociation en temps opportun pour régler cette question, le cas échéant<sup>15</sup>. Nous ne pouvons qu'être surpris par tant de déférence à l'égard des réseaux municipaux, déférence qui pourrait mener le Distributeur dans un interminable et improductif jeu de négociations alors qu'en parallèle des conditions critiques et coûteuses d'approvisionnement pourraient survenir.

En outre, nous nous demandons si tous les réseaux municipaux ou seuls les administrateurs de l'AREQ signeront l'entente. Dans le second cas de figure, jusqu'à quel point un réseau municipal serait-il légalement lié par cette entente ?

**C'est pourquoi nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur, afin qu'elle puisse exercer pleinement les pouvoirs et compétences que lui confèrent les articles 5 et 31 de la LRÉ, qu'il codifie clairement au texte des Tarifs l'entente qu'il s'apprête à signer avec l'AREQ sous la forme d'un tarif LG pour réseau municipal desservant un ou des clients avec usage cryptographique.**

---

<sup>10</sup> HQD-6, document 7, page 18.

<sup>11</sup> HQD-6, document 2, page 21.

<sup>12</sup> HQD-6, document 10, page 5.

<sup>13</sup> Les principes de conception tarifaire de Bonbright doivent continuer de s'appliquer.

<sup>14</sup> Par exemple, le contrôle de 100 heures d'interruption par le Distributeur.

<sup>15</sup> HQD-6, document 2, page 15.

## 3.2 Interruption en pointe

### 3.2.1 PÉNALITÉ POUR NON-INTERRUPTION

L'interruption de la demande en pointe des clients avec usage cryptographique est au cœur du présent dossier. Or, le Distributeur n'a a priori aucune assurance que les réseaux municipaux diminueront leur consommation de l'équivalent de 95 % de la demande de leurs clients avec usage cryptographique alors qu'aucune pénalité en cas de non-respect des interruptions ne s'appliquera.

*Compte tenu de l'entente avec l'AREQ, reprise à l'article 7.13 du tarif CB, la pénalité de 50 ¢/kWh pour toute électricité consommée au-delà du seuil de 5 % autorisé pendant une période de restriction ne serait pas facturée aux Réseaux municipaux.*

[...]

*Le Distributeur comprend que l'AREQ, de par l'entente, s'engage à respecter les périodes de restriction demandées par le Distributeur bien qu'aucune pénalité n'y soit associée, et que si ce n'était pas le cas, les parties devraient se rassembler à la table de négociation en temps opportun pour régler cette question, le cas échéant.<sup>16</sup>*

Ces non-interruptions ne se feront pas sans conséquence pour les clients du Distributeur alors que le réseau municipal délinquant continuerait d'empocher sans pénalités les revenus provenant des clients avec usage cryptographique.

*De façon générale, si un effacement demandé n'est pas effectué, le Distributeur devra nécessairement compenser par d'autres approvisionnements. Dans certaines périodes, une telle situation pourrait engendrer des difficultés au niveau de la sécurité des approvisionnements et entraînerait des coûts d'approvisionnement supplémentaires.<sup>17</sup>*

L'imposition d'une pénalité aux réseaux municipaux pour non-effacement serait équitable pour les clients avec usage cryptographique du Distributeur ainsi que pour tous ses autres clients qui ont adhéré aux options d'électricité additionnelle ou d'électricité interruptible.

---

<sup>16</sup> HQD-6, document 2, page 15.

<sup>17</sup> HQD-6, document 10, page 8.

Nous sommes d'avis que la codification de l'entente entre l'AREQ et le Distributeur permettrait d'assurer un effacement en pointe de la demande des réseaux municipaux correspondant à la demande pour usage cryptographique de leurs clients. **En revanche, puisque l'entente ne prévoirait aucune pénalité, nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur l'ajout explicite aux modalités tarifaires destinées aux réseaux municipaux desservant un ou des clients avec usage cryptographique, d'une pénalité de 50 ¢/kWh, pour toute électricité consommée au-delà du seuil de 5 % autorisé pendant une période de restriction.**

### 3.2.2 NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION

L'entente intervenue entre le Distributeur et l'AREQ stipule que les réseaux municipaux, selon les moyens de gestion de puissance à leur disposition, auront une obligation d'effacement vis-à-vis du Distributeur correspondant à 95 % de la charge de tous leurs clients avec usage cryptographique pour un maximum de 100 heures annuellement, et ce, à la demande du Distributeur<sup>18</sup>.

Le Distributeur justifie ainsi cette entente :

*Cette entente permet de répondre à la fois aux enjeux du Distributeur et à ceux des Réseaux municipaux. D'une part, cette solution permet de maintenir un impact minimal sur le bilan de puissance du Distributeur et procure à ce dernier un moyen pour gérer l'impact en énergie pour ses heures de plus forte charge et, ainsi, contrôler ses coûts d'approvisionnement. D'autre part, elle assure aux Réseaux municipaux la marge de manœuvre requise pour gérer leurs achats d'électricité auprès du Distributeur et, ainsi, leur facture d'électricité.<sup>19</sup>*

Nous ne pouvons qu'être en désaccord avec ce volet de l'entente. D'une part, bien sûr, les réseaux municipaux pourront gérer leurs factures d'électricité, mais cela se fera au détriment des clients du Distributeur lorsque des achats seront nécessaires en pointe pour les alimenter. Il s'agirait d'un transfert de richesse des clients du Distributeur vers les résidents des municipalités desservies par les réseaux municipaux qui auront des clients avec usage cryptographique. D'autre part, à la lumière de la preuve soumise par le Distributeur on ne peut concevoir une obligation d'interruption si mitigée. Cette dernière explique en effet avec insistance l'importance de pouvoir compter sur l'effacement pour un maximum de 300 heures de ses propres clients avec usage cryptographique. Voici quelques exemples,

---

<sup>18</sup> HQD-5, document 1, page 21.

<sup>19</sup> HQD-6, document 3, page 9.

*La condition d'effacement pour 300 heures plutôt qu'un nombre d'heures moindre permet au Distributeur de disposer d'un moyen offrant une plus grande disponibilité pour faciliter sa gestion des approvisionnements et contrôler ses coûts d'approvisionnement. Son utilisation repose sur les conditions précisées au paragraphe précédent.<sup>20</sup>*

*Le Distributeur juge toujours approprié de maintenir l'obligation d'effacement de l'usage cryptographique pour 300 heures.<sup>21</sup>*

*Avant d'établir l'impact financier pour le Distributeur de soumettre l'usage cryptographique aux conditions des options d'électricité interruptibles (OEI), il est nécessaire de mentionner que l'effacement maximal est de 100 heures, alors que le Distributeur estime nécessaire de maintenir, à l'égard des clients pour un usage cryptographique, un effacement de 300 heures.<sup>22</sup>*

À la face même des arguments présentés par le Distributeur pour maintenir l'encadrement réglementaire et tarifaire de l'usage cryptographique nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur que le tarif **pour réseau municipal desservant un ou des clients avec usage cryptographique stipule une obligation d'effacement pour un maximum de 300 heures selon les besoins du Distributeur**.

### **3.3 Remboursement pour l'alimentation des clients aux tarifs L et LG**

#### **3.3.1 CONTEXTE**

Depuis les années 90, les réseaux municipaux ont droit à un remboursement sur le tarif qu'ils paient pour alimenter leurs propres clients de grande puissance.

*Ce remboursement a été introduit au début des années quatre-vingt-dix lorsque la structure tarifaire du tarif L est passée de plusieurs tranches d'énergie à une seule. Avec cette modification de structure, les réseaux municipaux perdaient l'avantage associé à l'écart entre le prix d'achat de leur énergie (tranche de prix plus faible) et le prix de la revente à leurs clients au tarif L (tranche de prix plus élevé).*

*Afin de conserver ce bénéfice et de rémunérer les réseaux municipaux tant pour l'alimentation de clients de grande puissance sur leur réseau de distribution que pour la prestation de service qui l'accompagne, le Distributeur*

---

<sup>20</sup> HQD-6, document 1, page 24.

<sup>21</sup> HQD-6, document 7, page 10.

<sup>22</sup> Ibid., page 9.

*et les réseaux municipaux avaient convenu d'un remboursement de 15 % des sommes facturées à chacun de ces clients.<sup>23</sup>*

Ainsi donc, le remboursement a permis aux réseaux municipaux qui desservait des clients de grande puissance de couvrir les coûts de distribution qui leur étaient associés et de conserver le profit qu'ils réalisaient en achetant de l'électricité aux tranches moins coûteuses du tarif L au Distributeur pour la revendre au prix d'une tranche plus coûteuse. Le Tableau 1 permet d'apprécier l'écart de près de 2 ¢/kWh prix qui pouvait exister jusqu'au début des années 90 entre le prix d'achat au tarif L à la première tranche et le prix de vente à la seconde tranche.

---

<sup>23</sup> R-3905-2014, HQD-14, document 2, page 15.

Tableau 1  
Évolution des structures tarifaires - Tarif L  
1975 à 2004<sup>24</sup>

TARIF L		#429 Mai 1987	#453 Mai 1988	#489 Mai 1989	#499 Mai 1990	#499 Mai 1991	#569 Mai 1992	#586 Mai 1993	#586 Mai 1994	#618 Mai 1995	#642 Mai 1996	#658 Mai 1997	#663 Mai 1998	Janv. 2004	Avril 2004
<b>PUISSANCE</b>															
Première tranche	kW	Tout	Tout	Tout											
	\$/kW	4,11	4,26	4,47	6,63	8,67	10,23	10,35	10,47	10,59	10,65	10,80	10,95	11,28	11,40
Deuxième tranche	kW	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	\$/kW	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Troisième tranche	kW	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	\$/kW	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Reste de la puissance	\$/kW	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
<b>ÉNERGIE</b>															
Toute l'énergie	¢/kWh	--	--	--	--	--	2,21	2,25	2,27	2,31	2,34	2,38	2,42	2,49	2,53
Premières 120 heures d'utilisation de la puissance (Première tranche)	¢/kWh	4,23	4,40	4,57	3,64	2,86	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Deuxième tranche	kWh	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	¢/kWh	2,33	2,42	2,52	2,45	2,35	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Troisième tranche	kWh	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	¢/kWh	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Le reste de l'énergie	¢/kWh	1,60	1,68	1,77	1,93	2,10	--	--	--	--	--	--	--	--	--
<b>PRIME DE DÉPASSEMENT (Hiver)</b>															
Appel de puissance exceptionnel	\$/kW	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
	\$/kW	13,56	14,04	14,67	15,78	16,89	17,46	17,73	17,91	18,24	18,48	18,78	19,14	19,71	19,98
<b>CRÉDIT LIMITATION DE PUISSANCE (5)</b>															
	\$/kW														

(1) Pour 1975, 1976 et 1977, le prix indiqué est global.

(2) S'applique à l'excédent de la puissance autorisée, laquelle se limite, selon l'engagement du client, à un niveau situé entre 100% et 133 % de la puissance souscrite.

(3) S'applique à l'excédent de 100 % de la puissance souscrite.

(4) S'applique à l'excédent de 110 % de la puissance souscrite.

(5) Si le client s'engage à limiter ses appels de puissance en hiver à 125% ou moins, de la puissance souscrite, ce crédit pour limitation de puissance s'applique.

<sup>24</sup> R-3541-2004, HQD-1, Document 3, page 46.

Le remboursement de 15 % consenti aux réseaux municipaux au début des années 90 n'a jamais fait l'objet d'un examen par la Régie<sup>25</sup>. Il nous est donc impossible de savoir si ce remboursement est juste et raisonnable bien qu'il ait atteint plus de 3 M\$ en 2019 (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). En outre, ce ne sont pas tous les réseaux municipaux qui ont droit à ce remboursement. En 2014, trois réseaux municipaux seulement recevaient un remboursement pour sept clients alimentés en moyenne tension au tarif L ou au tarif LG dont le plus grand générait des appels de puissance de l'ordre de 10 MW<sup>26</sup>.

Tableau 2  
Remboursement accordé aux réseaux municipaux en vertu de l'article 5.1 (M\$)<sup>27</sup>

Années		
2017	2018	2019
1,8	2,0	3,2

### 3.3.2 MODIFICATION DE L'ARTICLE 5.21

En 2014, pour refléter le fait que des clients grande puissance pouvaient n'entraîner aucun coût de distribution, le Distributeur a proposé de limiter le remboursement aux réseaux municipaux pour les clients de taille inférieure à 12 MW.

*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 % des 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*

<sup>25</sup> HQD-6, document 10, page 12.

<sup>26</sup> R-3905-2014, HQD-14, document 2, page 15.

<sup>27</sup> HQD-6, document 10, page 14.

*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.<sup>28</sup>*

La proposition du Distributeur ouvrait la réflexion, pour les clients de plus de 12 MW, quant au lien qui pouvait exister entre le remboursement consenti et les coûts réels assumés par les réseaux municipaux. En argumentaire, devant l'opposition de l'AREQ, le Distributeur avait proposé de mettre sa proposition sur la glace, « notamment dans la mesure où il n'y a pas de tels clients sur le radar pour deux mille quinze (2015) ».<sup>29</sup>

L'année suivante, le Distributeur présentait une proposition reflétant un consensus avec l'AREQ.

*Cette proposition visait à établir une limite d'application à la formule de remboursement pour les clients de plus de 12 MW, basée sur le coût réel des équipements nécessaires pour desservir la nouvelle charge, incluant un rendement correspondant à celui du Distributeur.*

*[...]*

*Après discussions avec l'AREQ, le Distributeur propose de modifier la formule de remboursement afin de s'assurer que lorsque la puissance maximale appelée est supérieure à 12 MW, le montant du remboursement soit limité à celui offert pour une charge de 12 MW. Selon le Distributeur, cette proposition est moins contraignante pour les redistributeurs que celle proposée initialement.<sup>30</sup>*

*Par ailleurs, elle garantit que le remboursement est davantage en lien avec les coûts de distribution qui n'augmentent pas proportionnellement au résultat de l'application de la formule actuelle. De plus, dans le cas où un client ne dépasserait le seuil que pour quelques périodes, la formule continuerait de s'appliquer de façon transparente et automatique. Finalement, elle présente un cadre plus précis pour les redistributeurs qui planifient une croissance de leurs clients actuels ou l'arrivée de nouveaux clients, ce qui évite des négociations sur le remboursement, lesquelles pourraient s'avérer complexes*

<sup>28</sup>R-3905-2014, HQD-14, document 2, page 16.

<sup>29</sup>R-3905-2014, A-0068, page 98.

<sup>30</sup>D-2016-033, page 231.

*et déboucher sur une issue incertaine. Il est à noter que cette mesure n'a présentement aucun impact puisqu'il n'y a aucun client de plus de 12 MW alimenté par un redistributeur.<sup>31</sup>*

Nous ne sommes pas intervenus dans les deux dossiers tarifaires qui ont mené à la modification de l'article 5.21, puisque nous concentrons généralement nos interventions sur les sujets qui touchent les clients résidentiels. Nous constatons toutefois que les enjeux reliés aux réseaux municipaux peuvent se régler par négociations bipartites sans grande transparence. Par exemple, dans le contexte actuel de partage d'une source de revenus nouvelle et importante liée à l'usage cryptographique, ce sont le Distributeur et l'AREQ qui décident de manière confidentielle<sup>32</sup>, derrière des portes closes, comment une richesse collective sera répartie entre les résidents des municipalités desservies par un réseau municipal et l'ensemble des clients du Distributeur.

**La révision de l'article 5.21 ne fait pas l'objet de ce dossier et ne pourra être examinée que lors du dossier tarifaire 2025. Nous recommandons à la Régie d'examiner alors de près la valeur du remboursement et ses modalités d'application.**

### **3.3.3 REMBOURSEMENT PROPOSÉ POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE**

Le Distributeur propose que le remboursement accordé aux réseaux municipaux pour l'alimentation de leurs clients avec usage cryptographique soit de 5,6 %.

Dans sa preuve, le Distributeur dit comprendre « l'objectif des membres de l'AREQ de maintenir l'avantage des Réseaux municipaux à alimenter des clients de grande puissance à partir de leur réseau de distribution de moyenne tension. À cette fin et uniquement dans le contexte de l'usage cryptographique, lequel implique déjà des abonnements existants pour une charge non ferme de 210 MW et un ajout potentiel de 40 MW, le Distributeur et les Réseaux municipaux ont convenu d'un remboursement correspondant à un taux de 5,6 % des sommes facturées aux clients assujettis au tarif CB. Les deux parties estiment que ce taux est un compromis acceptable considérant le contexte entourant cette charge et ont convenu d'une application le 1<sup>er</sup> janvier 2021, sous réserve d'une approbation de la Régie »<sup>33</sup> (nos soulignés).

L'article 7.15 du tarif CB proposé stipule en outre que le réseau municipal a droit à un remboursement correspondant à 5,6 % des sommes facturées à chacun de ses clients au tarif CB de grande puissance si la puissance maximale appelée au titre de leur abonnement au cours d'une période de consommation donnée est égale ou supérieure à 5 MW et inférieure ou égale à 12 000 MW.

---

<sup>31</sup> R-3933-2015, HQD-14, document 2, page 13.

<sup>32</sup> HQD-6, document 10, page 18.

<sup>33</sup> HQD-5, document 1, page 23.

*Ce taux négocié se veut une compensation, pour les Réseaux municipaux, de leurs coûts de distribution, incluant les pertes encourues sur leurs réseaux. Pour juger du caractère raisonnable de ce taux, le Distributeur considère ses propres coûts de distribution et de service à la clientèle pour desservir ses clients au tarif LG, établis, selon la méthode de répartition des coûts de l'année témoin autorisée 2019, à 4,7 % des coûts totaux, auxquels s'ajoute un taux environ 1 % afin de refléter les pertes de distribution des Réseaux municipaux. Le Distributeur et l'AREQ sont ainsi d'avis que cette évaluation constitue une référence raisonnable pour la fixation du taux du remboursement.<sup>34</sup>*

Le remboursement offert aux Réseaux municipaux pour l'alimentation de leurs clients, pourvu qu'ils soient facturés au tarif CB, est évalué à un maximum de 4,8 M\$ dans un scénario intégrant les 210 MW d'usage cryptographique annoncés il y a plusieurs mois<sup>35</sup>. Dans la réalité cependant, le remboursement serait moindre puisque le remboursement ne s'applique pas à la puissance par client qui dépasse 12 MW, ce qui pourrait s'appliquer par exemple à Hydro-Sherbrooke qui prévoit l'installation de 3 clients pour 122 MW (voir Tableau 3). À titre illustratif, en supposant que les 3 clients d'Hydro-Sherbrooke aient tous une demande supérieure à 12 MW et que le remboursement ne s'appliquerait que sur 36 MW sur 122, ce ne sont plus sur 210 MW que s'appliquerait le remboursement, mais 124 MW<sup>36</sup> et la valeur potentielle du remboursement passerait à 2,8 M\$<sup>37</sup>.

Étant donné que les clients avec usage cryptographique assumeront la totalité des coûts associés aux travaux de raccordement aux réseaux de transport et de distribution, un remboursement annuel qui pourrait atteindre globalement 2,8 M\$ pour alimenter quelque 14 nouveaux clients nous semble considérable. Ce montant doit être justifié autrement que sur la base de négociations entre le Distributeur et l'AREQ. Il importe de déterminer si ce remboursement ne constitue pas un transfert de richesse indu des clients du Distributeur voire de la société vers les municipalités. **Nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur une justification économique du remboursement de 5,6 % et de réviser, au besoin, le pourcentage applicable. Cette justification ne devrait pas s'appuyer sur les modalités actuelles du remboursement de 15 % pour les clients aux tarifs L et LG des réseaux municipaux qui n'ont jamais été examinées par la Régie.**

---

<sup>34</sup> Ibid., page 23.

<sup>35</sup> HQD-6, document 10, page 17.

<sup>36</sup> Soit 210 MW – (122 MW – 36 MW).

<sup>37</sup> Soit 122 MW/210 MW \* 4,8 M\$.

**Tableau 3**  
**Conventions ou ententes signées par chacun des réseaux municipaux<sup>38</sup>**

Tableau des projets signés ou à signer en ce qui a trait à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs								
	Total Baie-Comeau	Total Coaticook	Total Coopérative	Total Joliette	Total Jonquière	Total Magog	Total Sherbrooke	TOTAL AREQ
Dates des ententes signées	2010-04-10 (1 entente)	2018-05-15 (1 entente)	2018-03-26 (1 entente) 2018-06-19 (5 ententes)	0	0	6 mars 2018 (1 entente) 2018-05-22 (1 entente)	20 avril 2018 (1 entente) 11 avril 2018 (2 ententes) 8 février 2018 (6 ententes)*	
Ententes à signer	0	0	0	2 ententes à signer	1 entente à signer	0	0	
Puissance réservée convenue en fonction des ententes (MW)	15	12	12,2	34,5	40	22	122	257,7
Délestage convenu aux ententes (%)	95%	75%	95%	(+/-) 90%	95%	1 à 0% et 1 à 100%	(+/-) 95%	89% (moyenne)
Puissance en pointe avec du délestage (MW)	0,75	3	0,81	1,85	2	10	10,1	28,11
Puissance installée (2018-08-13)	0	0	1,5	4,50	0	22	5	33
Nombre de clients	1	1	3	3	1	2	3	14
Puissance maximale appelée à été 2017 (MW)	20,43	18,29	29,92	38,11	54,27	43,78	291,98	495,78
Puissance maximale appelée à l'hiver 2018 (MW)	44,99	23,85	54,67	73,87	141,81	74,81	514,82	928,61
Puissance disponible autorisée (MW)	55	35	80,5	85	190	85	645	1155,50

<sup>38</sup> B-0218. À titre illustratif pour le nombre de clients puisque les données ont été ajustées ultérieurement dans C-AREQ-0056, page 11.

## **4 Bloc additionnel de 40 MW pour les Réseaux municipaux**

---

Le Distributeur, de concert avec l'AREQ, propose d'octroyer aux réseaux municipaux un bloc de 40 MW dédié à l'usage cryptographique. Ceci compenserait en quelque sorte le fait que les réseaux municipaux aient été exclus de l'Appel de propositions pour 300 MW. L'AREQ estime que ce bloc de 40 MW serait suffisant pour satisfaire l'ensemble des besoins de ses membres.<sup>39</sup>

Étant donné le résultat décevant de l'Appel de propositions du Distributeur, où seuls 60 MW sur 300 offerts ont trouvé preneur, nous pouvons nous questionner a priori sur la pertinence de réserver un bloc additionnel aux réseaux municipaux. En outre, peu d'information a été mise en preuve sur la façon dont les 40 MW seront offerts à des clients des réseaux municipaux. En fait, nous comprenons que ni le Distributeur ni la Régie ne seraient appelés à vérifier si l'octroi de cette puissance se ferait de façon juste et équitable.

*Le Distributeur précise qu'il n'a pas indiqué que les Réseaux municipaux allaient procéder par processus d'appel de propositions. Le Distributeur ne fera pas l'administration de la méthode ni du processus d'attribution du bloc de 40 MW, lequel sera géré entièrement par les Réseaux municipaux si la Régie approuve l'octroi de cette quantité.<sup>40</sup>*

**Étant donné le résultat décevant de l'Appel de propositions du Distributeur et afin de tirer profit collectivement des ventes additionnelles pour usage cryptographique qui pourraient être réalisées, nous recommandons à la Régie d'accepter la demande du Distributeur, pourvu que soient acceptées par la Régie nos recommandations concernant**

- **les 300 heures d'interruption selon les besoins du Distributeur**
- **les pénalités aux réseaux municipaux qui n'interrompent pas l'équivalent de 95 % de la demande de leurs clients avec usage cryptographique selon les besoins du Distributeur pendant les 300 heures de pointe ainsi que**
- **la révision possible du taux de remboursement.**

**Nous recommandons également à la Régie de s'assurer que le bloc additionnel de 40 MW soit soumis au même engagement minimal de 5 ans que les soumissionnaires de l'Appel de propositions du Distributeur.**

---

<sup>39</sup> HQD-5, document 1, page 20.

<sup>40</sup> HQD-6, document 10, page 19.