



HEL I O S

*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

**Commentaires sur le dossier tarifaire  
2017-2018  
d'Hydro-Québec Distribution :**


**Stratégie tarifaire et  
Mesurage net**

**Rapport de Philip Raphals  
pour le RNCREQ**

**R-4011-2017**

**Régie de l'énergie**

**le 13 avril-novembre 2017  
(révisée le 12 décembre 2017)**



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DES MATIÈRES

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introduction .....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>Le coût évité applicable à la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D.....</b>    | <b>1</b>  |
| <b>3</b> | <b>La facturation de la puissance .....</b>                                   | <b>3</b>  |
| 3.1      | La structure de coûts du Distributeur .....                                   | 5         |
|          | 3.1.1 La causalité des coûts dans les réseaux de transport et de distribution | 5         |
|          | 3.1.2 Les implications pour la tarification.....                              | 8         |
| 3.2      | La composante énergie .....   | 10        |
|          | 3.2.1 Nos recherches antérieures .....  | 10        |
|          | 3.2.1.1 Méthode d'analyse.....  | 12        |
|          | 3.2.1.2 Résultats.....  | 14        |
| 3.3      | Discussion .....  | 15        |
| <b>4</b> | <b>Mesurage net dans les réseaux autonomes.....</b>                           | <b>15</b> |
| 4.1      | Contexte .....  | 16        |
| 4.2      | Changement proposé de la structure du programme de mesurage net..             | 18        |
| 4.3      | Les valeurs proposées.....  | 19        |
| 4.4      | Vers la microproduction? .....  | 21        |

## Table des graphiques

|  |    |
|--|----|
| Graphique 1. Puissances coïncidentes, haute tension.....                     | 6  |
| Graphique 2. Coûts unitaires d'achats de court terme estimés vs. réels ..... | 11 |
| Graphique 3. Coûts d'achats de court terme estimés vs. réels .....           | 12 |

## Table des tableaux

|   |           |
|---|-----------|
| Tableau 1. Coût évité par usages, tarif D .....   | 1         |
| Tableau 2. Coûts moyen d'achats de court terme .....                                      | 14        |
| <b>Tableau 3. Coût évité en énergie vs. Valeur selon l'Option III (en cents/kWh).....</b> | <b>21</b> |

## 1 Introduction

Ce rapport traitera de certains aspects du dossier tarifaire 2018-19 d'Hydro-Québec Distribution. Des multiples enjeux que présente le présent dossier concernant la tarification des consommateurs résidentiels, il n'en traitera que deux : le coût évité applicable à la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D et la tarification de la puissance.

Dans la dernière section, il traitera de la proposition de mesurage net dans les réseaux autonomes.

## 2 Le coût évité applicable à la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D

Ce dossier représente un changement majeur par rapport à la stratégie tarifaire qui a guidé le Distributeur depuis longtemps, changement que souligne la Régie aux préambules de sa demande #52 dans la Demande de renseignements n°3 de la Régie à Hydro-Québec<sup>1</sup>. Jusqu'à maintenant, le prix de la 2<sup>e</sup> tranche était comparé au coût évité de chauffage de long terme. Tel qu'indiqué au Tableau 1, ce coût évité atteindra la valeur de 11,79 cents/kWh en 2027, et présente une annuité constante sur dix ans de 9,13 cents/kWh<sup>2</sup>.

Tableau 1. Coût évité par usages, tarif D

TABLEAU A-1 :  
CÔÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D  
EN ¢/kWh DE 2018

| (En ¢ / kWh)                |   |             |             |             |             |             |             |              |              |              |              |
|-----------------------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                             | Annuité<br>constante <sup>1</sup><br>(10 ans) | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2023        | 2024         | 2025         | 2026         | 2027         |
| <b>Chauffage de l'eau</b>   | <b>6,47</b>                                   | <b>5,53</b> | <b>5,63</b> | <b>5,74</b> | <b>5,85</b> | <b>5,96</b> | <b>6,08</b> | <b>7,59</b>  | <b>7,73</b>  | <b>7,88</b>  | <b>8,04</b>  |
| Fourniture - Transport      | 5,25  | 4,40        | 4,48        | 4,57        | 4,65        | 4,74        | 4,83        | 6,32         | 6,44         | 6,56         | 6,69         |
| Transport - Charge locale   | 0,90  | 0,83        | 0,85        | 0,86        | 0,88        | 0,90        | 0,92        | 0,93         | 0,95         | 0,97         | 0,99         |
| Distribution                | 0,33  | 0,30        | 0,31        | 0,31        | 0,32        | 0,32        | 0,33        | 0,34         | 0,34         | 0,35         | 0,36         |
| <b>Chauffage des locaux</b> | <b>9,13</b>                                   | <b>7,57</b> | <b>7,72</b> | <b>7,88</b> | <b>8,03</b> | <b>8,19</b> | <b>8,36</b> | <b>11,11</b> | <b>11,33</b> | <b>11,56</b> | <b>11,79</b> |
| Fourniture - Transport      | 6,59  | 5,23        | 5,33        | 5,44        | 5,55        | 5,66        | 5,77        | 8,47         | 8,64         | 8,81         | 8,99         |
| Transport - Charge locale   | 1,87  | 1,72        | 1,75        | 1,79        | 1,83        | 1,86        | 1,90        | 1,94         | 1,98         | 2,02         | 2,06         |
| Distribution                | 0,68  | 0,62        | 0,64        | 0,65        | 0,66        | 0,67        | 0,69        | 0,70         | 0,72         | 0,73         | 0,74         |
| <b>Tous les usages</b>      | <b>7,57</b>                                   | <b>6,38</b> | <b>6,50</b> | <b>6,63</b> | <b>6,76</b> | <b>6,89</b> | <b>7,02</b> | <b>9,02</b>  | <b>9,20</b>  | <b>9,38</b>  | <b>9,56</b>  |
| Fourniture - Transport      | 5,77  | 4,73        | 4,82        | 4,91        | 5,01        | 5,10        | 5,20        | 7,16         | 7,30         | 7,44         | 7,59         |
| Transport - Charge locale   | 1,32  | 1,21        | 1,24        | 1,26        | 1,29        | 1,31        | 1,34        | 1,36         | 1,39         | 1,42         | 1,45         |
| Distribution                | 0,48  | 0,44        | 0,45        | 0,46        | 0,47        | 0,47        | 0,48        | 0,49         | 0,50         | 0,51         | 0,52         |

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,053%.

<sup>1</sup> R-4011-2017, A-0015, p. 63-64.

<sup>2</sup> B-0019, p. 11.

Toutefois, dans le présent dossier, le Distributeur modifie ce jalon et propose pour la première fois de comparer le prix de la 2<sup>e</sup> tranche au coût évité de long terme de Fourniture – transport, excluant ainsi les coûts évités de Transport – charge locale et de Distribution.

Dans le cas de chauffage de locaux, ce deux éléments ajoutent  $2,06 + 0,74 = 2,8$  cents/kWh aux coûts évités en 2027, et  $1,87 + 0,68 = 2,55$  cents/kWh à l'annuité constante sur dix ans. La différence qui résulte de leur inclusion ou de leur exclusion est donc substantielle.

Le Distributeur a confirmé que ces deux dernières catégories de coûts évités « réfèrent effectivement aux coûts à la marge, associés aux investissements futurs qui seraient requis afin de répondre à la croissance de la demande, qui découlent de l'ajout d'un kWh de charge »<sup>3</sup> (nous soulignons).

Pourquoi alors les exclure du coût évité utilisé à l'égard de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D? Le Distributeur l'explique ainsi :

S'il est vrai que l'ajout ou la perte d'un kWh de chauffage permet dans un contexte de croissance des ventes d'éviter le coût évité total (fourniture, transport et distribution), il n'en sera pas ainsi lorsqu'un kWh, même de chauffage, sera perdu au profit de la production distribuée. En effet, l'autoproduction diminue les ventes de même que les revenus du Distributeur sans baisse correspondante des coûts de transport et de distribution, ces actifs étant maintenus malgré leur sous-utilisation.

L'essor de la production distribuée accroîtra l'élasticité-prix de la demande pour l'électricité puisque les clients disposeront d'une source de production alternative à une alimentation électrique à partir du réseau du Distributeur pour l'ensemble de leurs usages, incluant le chauffage. Le Distributeur est d'avis que les tarifs doivent s'ajuster à l'évolution de cette élasticité-prix afin d'éviter que les autres clients qui ne disposeraient pas d'une capacité d'autoproduction, par exemple les locataires, en assument le manque à gagner<sup>4</sup>. (nous soulignons)

Si le Distributeur se trouvait dans un contexte de décroissance de sa charge résidentielle, notamment une décroissance causée par l'autoproduction, une telle logique pourrait être applicable. Cependant, la prévision de la demande la plus récente du Distributeur fait état d'une progression des ventes dans le secteur résidentiel, avec une croissance prévue de 65,4 TWh/an en 2016 à 68,9 TWh/an en 2026<sup>5</sup>.

Or, tant que la charge résidentielle augmente, la pression sur les équipements existants de distribution et de transport (charge locale) augmente également. Dans ce contexte, la diminution de la vente d'un kWh, soit-elle le résultat d'un programme d'efficacité énergétique ou de l'ajout d'un panneau solaire, aura le même effet : reporter l'ajout de nouveaux actifs de transport et de distribution. Le coût évité applicable à cette diminution doit donc nécessairement intégrer ces deux éléments.

---

<sup>3</sup> B-0092, HQD-15, doc. 10, page 16, R9.1.

<sup>4</sup> B-0080, HQD-15, doc. 1.3, page 142, R53.2.

<sup>5</sup> État d'avancement au 1<sup>er</sup> novembre 2017, Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 6, Tableau 1.

Il est vrai que, dans certaines régions américaines, l'autoproduction solaire monte en flèche, dû notamment à la confluence de facteurs géographiques (un grand ensoleillement) et tarifaires (tarifs d'électricité très élevés), combinés avec une structure de marché ouverte. Il est normal que, dans cette situation, la compagnie d'électricité se préoccupe de la perte de charge et de sa capacité de couvrir ses coûts fixes<sup>6</sup>. Toutefois, il n'y a aucune raison de croire que ce phénomène soit à nos portes. En 2016, il n'y avait que 124 autoproducteurs sur l'ensemble du territoire de service d'HQD, avec une production totale de seulement 295 MWh<sup>7</sup>. Par ailleurs, HQD ne fait aucune projection quant à la croissance de cette autoproduction<sup>8</sup>, qu'il qualifie de marginale<sup>9</sup>.

Cette question sera débattue pleinement lors de l'étude du dossier futur dédié au programme de mesurage net sur le réseau intégré. En attendant, il serait prématuré d'adopter de façon précipitée cette modification majeure de la stratégie tarifaire du Distributeur. Nous recommandons donc que la proposition de dorénavant comparer le prix de la 2<sup>e</sup> tranche au coût évité de long terme de Fourniture – transport, excluant ainsi les coûts évités de Transport – charge locale et de Distribution, soit rejetée.

### 3 La facturation de la puissance

Traditionnellement, les tarifs résidentiels n'incluent pas une prime de puissance. Jusqu'à l'an dernier, le tarif D en incluait un, au-delà d'un seuil de 50 kW. Dans un balisage présenté par HQD lors du dossier R-3972-2016, Hydro-Québec était le seul distributeur avec une telle mesure parmi les 31 distributeurs nord-américains étudiés.<sup>10</sup>

Au dossier tarifaire 2017-18, le Distributeur a proposé le nouveau tarif DP, qui tarife la puissance, et qui sera optionnel à partir de 50 kW et obligatoire à partir de 65 kW<sup>11</sup>.

Dans son Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (« Avis »), la Régie a rejeté l'avis de l'expert Pineau, qui a recommandé l'application d'une prime de puissance à l'ensemble des clients résidentiels, en la qualifiant « d'un concept difficile à interpréter et à gérer pour la majorité de cette clientèle<sup>12</sup> ». Elle a souligné que, avec la

---

<sup>6</sup> Notons cependant que cette réflexion du point de vue de la compagnie d'électricité n'intègre pas nécessairement le bénéfice à la société qui résulte d'une autoproduction accrue pendant les heures de pointe, ce qui a l'effet de réduire les coûts du kWh payés par l'ensemble des consommateurs.

<sup>7</sup> B-0083, HQD-15, doc. 3, page 35, R22.3.

<sup>8</sup> Ibid., R22.4 et R22.5.

<sup>9</sup> Ibid., R22.5.

<sup>10</sup> A-2017-01, para. 30, page 32.

<sup>11</sup> D-2017-022, para. 656, p. 172.

<sup>12</sup> A-2017-01, para. 80, page 46.

réduction du seuil de tarification de la puissance de 50 à 30 kW, le nombre d'abonnements facturés en puissance augmenterait par près de 92 000. Toutefois, elle souligne que « la moyenne de l'appel coïncidant à la pointe du réseau est en deçà de 5,5 kW pour les clients aux tarifs D et DM, alors qu'il est d'environ 58,9 kW pour les clients au tarif DP »<sup>13</sup>.

Un des principes fondamentaux de la tarification est le respect de la causalité des coûts. Il peut être justifié de modifier une structure tarifaire si la nouvelle structure a) reflète mieux la causalité des coûts, et/ou b) fournit un meilleur signal de prix. Soulignons toutefois que le but d'un signal de prix est d'inciter des comportements qui aideront à réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle, et qu'un signal de prix est souhaitable uniquement lorsque a) le client a la capacité de contrôler sa consommation, et b) ce faisant, il contribue à réduire les coûts de service.

Dans son Avis, la Régie a constaté que des consommateurs de plus grande taille peuvent agir de façon rentable pour contrôler leur appel en puissance :

[82] À ces niveaux d'appels de puissance relativement élevés, les clients visés, qui paieraient alors une prime de puissance, pourraient rentabiliser beaucoup plus rapidement des investissements en technologie de gestion de la charge. Une telle approche pourrait se justifier dans la mesure où elle ne s'adresserait qu'à une petite portion de la clientèle résidentielle, soit les plus grands consommateurs. De tels investissements seraient en revanche moins rentables pour les plus petits consommateurs<sup>14</sup>.

Il n'y a pas de doute que la réduction de l'appel en puissance à la pointe du réseau peut avoir une influence sur les coûts de service. Toutefois, on verra qu'à d'autres moments de l'année, il n'y a peu ou pas de réductions de coût qui les accompagnent.

Dans sa demande, HQD insiste qu'il est important que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.

Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre, l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution<sup>15</sup>. (nous soulignons)

---

<sup>13</sup> Ibid., para. 82.

<sup>14</sup> Ibid.

<sup>15</sup> B-0047, HQD-13, doc. 2, pages 23 et 24.

Or, quels sont les coûts causés par les appels de puissance pendant les autres périodes de l'année? Quel est le bénéfice, en termes de coût de service, de la réduction d'un kW de charge en avril, ou en octobre?

Les tarifs incluant une prime de puissance se basent généralement sur la puissance maximale tirée pendant la période de facturation, jumelée parfois avec un plancher (Puissance à facturer minimale, ou PFM) basé sur l'appel de puissance maximale de l'année.

Dans la prochaine section, nous abordons la cohérence de cette approche avec la structure des coûts d'HQD.

### 3.1 La structure de coûts du Distributeur

Le coût de la puissance reflète les coûts reliés à la fourniture d'un kW à la pointe annuelle. Pour un service public verticalement intégré, ce coût reflète le coût de la capacité de production ainsi que ceux des réseaux de transport et de distribution. Dans le cas d'une compagnie de distribution ou de la séparation fonctionnelle, le rôle de la capacité en production serait remplacé par le coût de l'énergie à la pointe du réseau.

Dans le dossier R-3972-2016, l'expert du Distributeur, M. Christensen, s'est exprimé à l'égard de la structure des coûts marginaux, comme suit :

Hydro-Québec's marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but about 300 hours, marginal costs are flat due to the effect of hydraulic dominance and transmission constraints. In remaining hours, in which imports from other jurisdictions are possible, marginal costs may vary, especially at times of low system reserves.<sup>16</sup>

Dans le dossier R-3986-2016, l'expert Hopkins de Synapse a abondé dans le même sens :

HQD's marginal energy and capacity prices are nearly flat over all hours except around winter peaks.<sup>17</sup>

#### 3.1.1 La causalité des coûts dans les réseaux de transport et de distribution

Le ~~Graphique 1~~ ~~Graphique 1~~ montre les puissances coïncidentes sur le réseau de haute tension sur une base mensuelle, pour l'année témoin 2018. On constate que la puissance maximale (en janvier) excède celles de février et décembre par plus que 3000 MW, et qu'elle excède celles des autres mois par entre 5

---

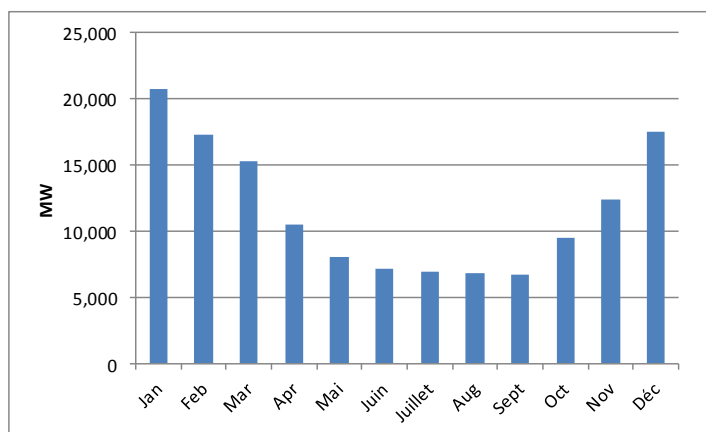
<sup>16</sup> R-3972-2016, C-HQD-0005, Christensen Associates Energy Consulting, LLC, A Review Of The Retail Tariffs Of Hydro-Québec Distribution, p. 46

<sup>17</sup> R-3986-2016, C-RNCREQ-0021, Hopkins, A., Best Practices in Utility Demand Response Programs, page 42.



000 et 13 000 MW. Cela implique que, si les systèmes de transport et de distribution sont suffisants pour répondre à la charge en janvier, ils peuvent le faire, avec une marge de plusieurs milliers de MW, pendant tous les autres mois.

**Graphique 1. Puissances coïncidentes, haute tension<sup>18</sup>**



Ainsi, l'ajout d'une charge pendant le printemps, l'été et l'automne ne causent peu ou pas de coût sur les réseaux de transport et distribution<sup>19</sup>. Il en découle que l'ajout d'un kW de charge à un autre moment qu'en janvier n'occasionne pas de pression sur les réseaux de transport et distribution. Ce constat suggère que le signal de prix que crée la facturation de l'appel en puissance pendant ces mois ne reflète pas la causalité des coûts.

L'ajout d'une charge pendant la pointe annuelle, par contre, crée des coûts importants. Il est donc tout à fait logique de vouloir facturer ce coût pendant toute l'année, plutôt que seulement pendant le mois où il survient. Vu de cette façon, le volet PFM est tout à fait approprié. Cependant, la facturation de la puissance maximale tirée pendant chaque période de facturation est difficile à justifier.

Cette ligne de pensée suggère que la facturation de la puissance devrait être basée uniquement sur l'appel de puissance au moment de la pointe annuelle. Cet enjeu, appliqué à la tarification du transport, a été débattu en profondeur lors du dossier R-3401-98, le premier dossier tarifaire du Transporteur. La question était : le tarification du service de transport devrait-elle se baser sur la pointe annuelle (« 1-CP<sup>20</sup> »), ou sur la moyenne des douze pointes mensuelles (« 12-CP »)?

Le Transporteur a argumenté en faveur de l'option 1-CP :

<sup>18</sup> B-0045, HQD-12, doc. 3, Annexe 4, Tableau 50, page 77 de 80.

<sup>19</sup> Il peut cependant avoir un effet sur le taux de pertes, mais nous présumons ici que cet effet est minime.

<sup>20</sup> « CP » fait référence à la pointe coïncidente, et « NCP » à la pointe non coïncidente.

Selon le Dr Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, la méthode 1-CP est adaptée à la planification du réseau du transporteur. Selon l'expert, la FERC reconnaît que l'utilisation de la 12-CP n'est pas indiquée pour les systèmes planifiés sur cette base :

« In general, the 12-CP method is best suited for transmission systems that are planned to meet each of the twelve monthly peak demands. However, Hydro-Québec plans its system for its single winter peak. Hence, for annual service (Network Integration and long term Point-to-Point), the costs of service are more closely reflected in rates if the 1-CP method is used. For utilities that plan their systems to meet their annual peak, FERC has acknowledged that the 12-CP method is not as appropriate as the use of 1-CP and has stated a willingness to accept alternative allocation proposals. »<sup>21</sup> (nous soulignons)

La Régie explique :

Le transporteur a considéré la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12 pointes mensuelles (12-CP) comme alternative possible en matière d'allocation des coûts. Cependant, cette méthode, appliquée à un réseau marqué par une forte demande de pointe, constituerait un signal de prix inefficace et ne refléterait pas la valeur du service. Cette méthode serait inéquitable pour les clients.

« C'est une méthode qui, appliquée à un réseau qui devrait être 1 CP, donne un signal de prix inefficace puisque ça ne reflète pas la valeur du service. Ainsi, les déplacements de charges vers les mois de pointe n'entraîneraient aucune hausse de facture. Et l'inverse est vrai; les déplacements de charges des mois de pointe vers les mois hors pointe ne montreraient aucune baisse de facture ».

« L'utilisation d'une 12 CP pour un réseau qui planifie selon une pointe annuelle ne serait pas équitable pour les clients, parce qu'une 12 CP a tendance à répartir les coûts dans le temps, donc, de diluer, aurait comme conséquence de diluer les coûts pour un client qui contribue fortement à la pointe, c'est-à-dire que les autres clients devraient payer la différence 12-CP. »<sup>22</sup> (nous soulignons)

La Régie a tranché en faveur de la proposition du Transporteur :

Le transporteur propose d'établir le tarif de transport en divisant la totalité du revenu requis résiduel par la pointe annuelle. La méthodologie proposée est, en fait, un cas particulier de la méthode générale mentionnée précédemment. ... Dans ces circonstances, la Régie accepte la proposition du transporteur d'allouer l'ensemble des coûts de transport selon la pointe annuelle.<sup>23</sup> (nous soulignons)

---

<sup>21</sup> D-2002-95, page 181. Notes de bas de page omises.

<sup>22</sup> Ibid., page 182.

<sup>23</sup> Ibid., page 211.

Quoique ce débat concernait exclusivement le réseau de transport, il sera applicable, du moins en partie, au réseau de distribution aussi. Toutefois, le réseau de distribution risque de démontrer une plus grande diversité entre une région et une autre, rendant toute généralisation hasardeuse.

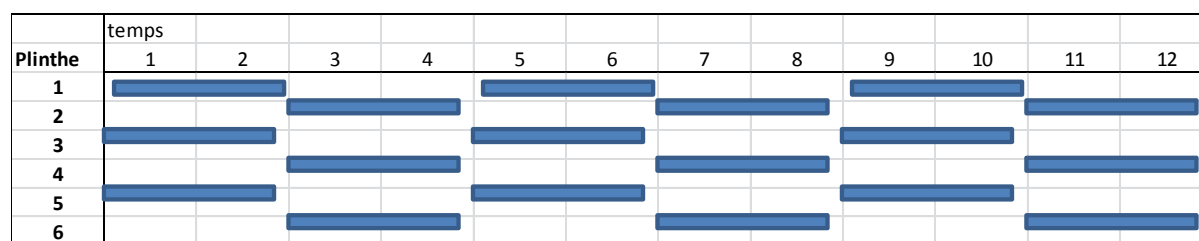
### 3.1.2 Les implications pour la tarification

Dans cette optique, l'approche traditionnelle de la facturation de la puissance peut être caractérisée comme 6-NCP : on facture selon l'appel maximal de puissance sur deux mois, sans égard à sa coïncidence avec les appels d'autres consommateurs.

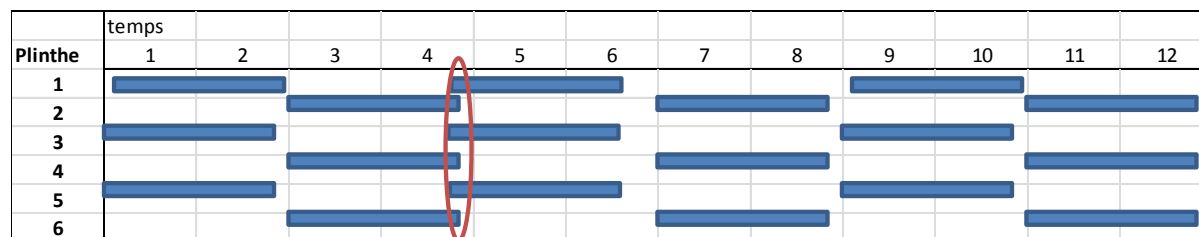
Pour les tarifs résidentiels, il est difficile de voir comment une tarification de la puissance basée sur une approche 6-NCP serait souhaitable. D'une part, les appels en puissance facturés pendant les périodes de facturation qui n'incluent pas la pointe annuelle n'auraient aucune incidence sur les coûts de service. Même si le consommateur réussit à les réduire, cet effort ne créerait peu ou pas de bénéfice en termes de réduction du coût de service.

Par ailleurs, la réduction de l'appel en puissance sur chaque période de facturation représente un défi de taille pour un consommateur résidentiel. Prenons comme exemple un logement chauffé avec six plinthes électriques, de 2000 W chaque. (Présumons aussi, pour des fins de simplicité, que ses autres charges électriques sont mineures.)

Prenons une période de l'année où ces plinthes doivent fonctionner 50% du temps pour maintenir une température confortable. Si leurs cycles sont parfaitement coordonnés, l'appel maximal de puissance du client ne sera que de 3 kW :



Par contre, si ce régime n'est pas parfaitement coordonné, il peut facilement se trouver avec un appel de puissance de 12 kW, soit deux fois plus grand :



La même chose se reproduira, par exemple, suite à un retour de vacances en novembre.

Il est difficile de voir comment une telle augmentation de son appel maximal en puissance pourrait avoir une incidence sur les coûts du Distributeur, sauf lorsqu'il survient aux heures de la fine pointe. Même pendant ces heures-là, c'est la coïncidence au niveau d'un circuit de distribution – qui sera le résultat de la coïncidence d'un nombre important de résidences – que ferait la différence.

Or, est-ce possible pour un consommateur résidentiel d'éviter que ses plinthes démarrent toutes en même temps? Sans doute, mais non sans engager un effort considérable et/ou des coûts considérables. Il est sans doute souhaitable de ce faire **lorsque cela fait une différence**, c'est-à-dire pendant la fine pointe. Mais une structure tarifaire qui incite le consommateur à faire cet effort à l'année longue incitera un comportement qui n'a peu ou pas d'incidence sur les coûts de service, ni d'autres bénéfices environnementaux ou autres.

Il y a 20 ans, il n'y avait pas d'autre façon de le faire. Maintenant, toutefois, avec le déploiement des compteurs de nouvelle génération, toutes les données sont disponibles, et d'autres options deviennent possibles. On peut connaître, aux 15 minutes près, la consommation de chaque abonné pendant la pointe du réseau, ce qui est en réalité le « driver » de l'ensemble des coûts reliés à la puissance.

Citons à cet égard l'Avis de la Régie sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel :

[66] Des investissements majeurs ont été faits chez Hydro-Québec au cours des dernières années afin d'implanter cette infrastructure de mesurage avancé. La Régie est d'avis qu'il importe d'accroître la rentabilité de ces investissements en exploitant au maximum les nouvelles avenues qu'offre cette infrastructure.<sup>24</sup>

Dans ce nouveau contexte, quelle serait la meilleure approche pour la facturation de la puissance, afin de respecter la causalité des coûts et de donner les meilleurs signaux de prix pour réduire le coût de service?

Cette réflexion mène à la conclusion que, si on souhaite tarifier la puissance auprès de consommateurs résidentiels, cela devrait le faire sur une base 1-CP plutôt que 6-NCP – autrement dit, à la fine pointe du réseau seulement.

Alors, quel est le meilleur moyen d'inciter une réduction de l'appel de puissance auprès de consommateurs résidentiels lors de la fine pointe du réseau : par une facturation 1-CP (divisé possiblement sur les 6 factures de l'année), par une tarification dynamique d'un type ou d'un autre, ou les deux?

Nous suggérons respectueusement que le meilleur moment pour répondre à cette question sera après le dépôt par le Distributeur de son dossier sur la tarification dynamique.

---

<sup>24</sup> A-2017-01, page 42.

Ce même raisonnement risque aussi de trouver application à l'égard des tarifs généraux. Toutefois, la conclusion ne sera pas nécessairement la même; pour des grands utilisateurs, il est possible que les pointes mensuelles puissent effectivement causer des coûts. Nous encourageons la Régie à mener une réflexion structurée sur cette question.

### **3.2 La composante énergie**

Dans l'allocation des coûts, on distingue les coûts de la puissance des coûts de l'énergie. Dans laquelle des deux catégories doit se trouver le surcoût relié à l'achat d'énergie dispendieuse pour combler les besoins lors de la pointe annuelle? Logiquement, ces coûts devraient être traités comme des coûts de la puissance. Ainsi, une estimation fiable du coût d'un kWh au moment de la pointe réseau est nécessaire afin de fixer adéquatement le coût de la puissance.

Quoique le contrat patrimonial fournisse une grande partie de l'énergie qui requiert le Distributeur sur l'année, nos recherches antérieures démontrent que le coût de l'énergie à la pointe du réseau est souvent beaucoup plus élevé. Le coût horaire de l'énergie augmente pendant les heures où HQD procède à des achats de court terme, et ce coût augmente dramatiquement pendant les heures de la fine pointe.

#### **3.2.1 Nos recherches antérieures**

En R-3933-2015, nous avons démontré qu'aux mois hivernaux de 2014<sup>25</sup>, le coût moyen des achats de court terme était de 154\$/MWh, soit 2,3 fois plus élevé que la valeur utilisée dans le calcul des coûts évités du Distributeur<sup>26</sup>.

Dans cette preuve, nous avons tracé l'historique des dernières années. Le Graphique 2 met ce travail à jour, en indiquant les projections du coût unitaire d'achats de court terme pour l'année témoin (ligne bleue pointillée) et pour l'année de base (ligne verte) et l'année historique (tirées mauves)<sup>27</sup>.

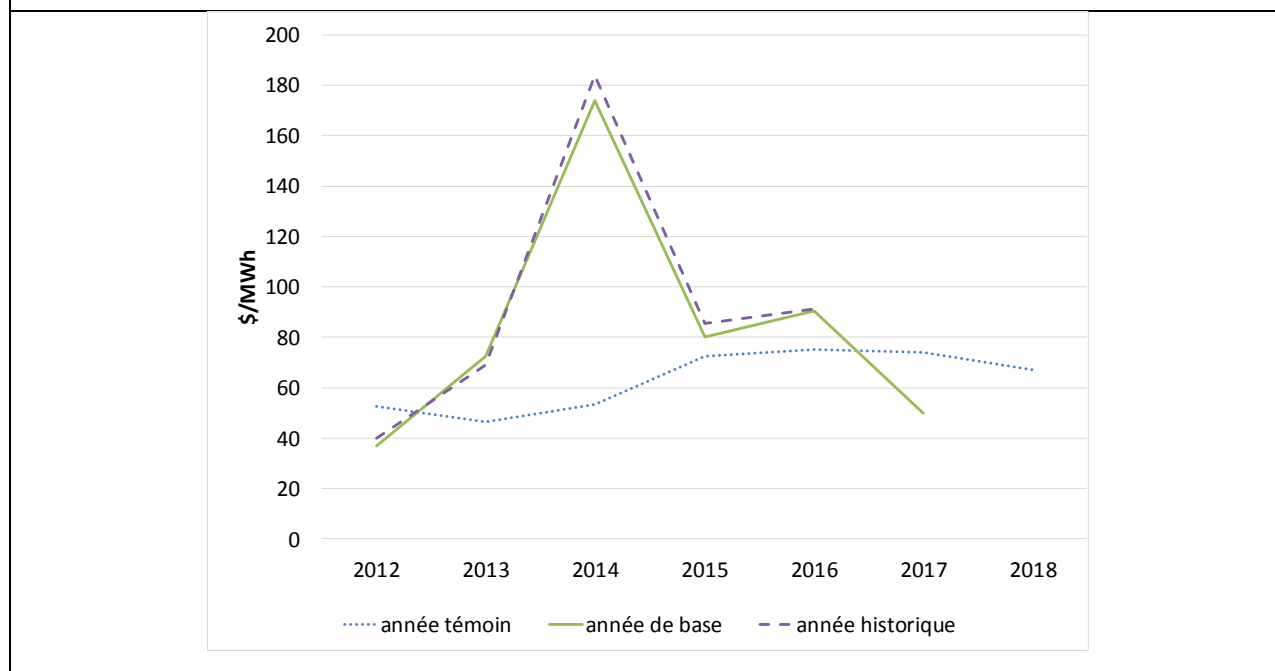
---

<sup>25</sup> Parce que les données disponibles sont présentées par année calendrier, nous avons analysé les mois de janvier, février, mars et décembre de 2014, plutôt que les mois de l'hiver 2013-14 ou 2014-15.

<sup>26</sup> R-3933-2015, C-RNCREQ-0016, Raphals, P., Commentaires sur le dossier tarifaire 2016-17 d'HQ Distribution, page 22 de 46.

<sup>27</sup> Les données sont tirées du Tableau 6 (Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux) du document Approvisionnement de plusieurs dossiers tarifaires.

Graphique 2. Coûts unitaires d'achats de court terme estimés vs. réels

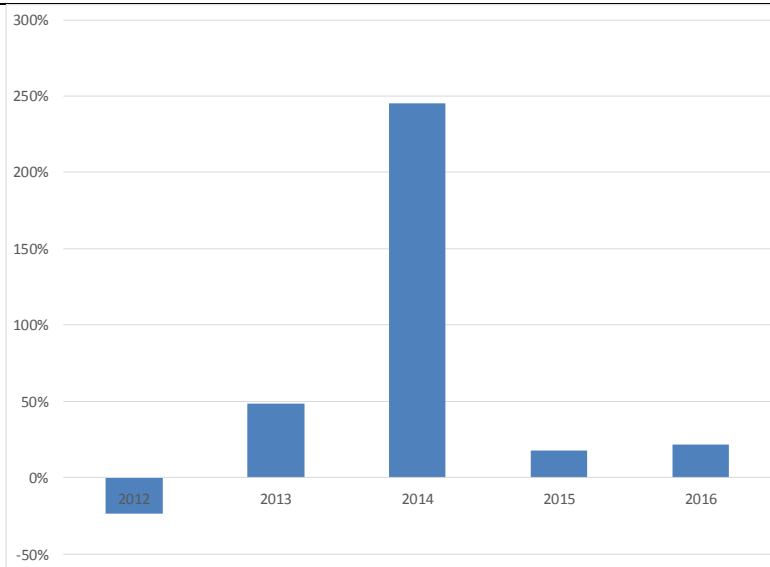


On remarque que, depuis 2013, les coûts réels (« historiques ») sont généralement plus élevés – et parfois beaucoup plus élevés – que les estimations pour l'année témoin l'ont été<sup>28</sup>. Le Graphique 3 indique l'écart pour chaque année, en pourcentage<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> Pour l'année courante, les estimations faites au mois de juillet étaient moins élevées que l'estimation de l'année témoin de l'année antérieure.

<sup>29</sup> Le graphique compare l'estimation du coût évité (énergie) en hiver et le coût moyen d'achats de court terme pour l'année au complet. Toutefois, étant donné que la vaste majorité des achats de court terme se font en hiver, la distorsion ainsi créée doit être très limitée.

Graphique 3. Écart de coûts unitaires, achats de court terme, réel vs. estimé



Ces résultats démontrent que les coûts réels des achats de court terme divergent souvent significativement des niveaux estimés par le Distributeur.

À moins de conclure que les événements de 2013 à 2015, inclusivement, étaient des événements uniques qui ne se répéteront jamais, il importe de trouver une manière plus réaliste de prévoir les coûts d'achats de court terme.

### 3.2.1.1 Méthode d'analyse

Au dossier R-3933-2015, le Distributeur a indiqué qu'il ne faisait aucune analyse *ex post* de sa stratégie d'achats d'énergie de court terme<sup>30</sup>, ce qu'il a confirmé au dossier R-3986-2016<sup>31</sup>. Encore plus surprenant, il ne semble disposer d'aucun registre du nombre de MW ni du prix des achats de court terme pendant chaque heure de l'année.<sup>32</sup>

Dans le présent dossier, le Distributeur n'a pas voulu indiquer s'il détient maintenant un registre horaire des quantités et coûts de ses achats de court terme, alléguant que la demande était prématurée<sup>33</sup>.

<sup>30</sup> R-3933-2015, notes sténo du 4 décembre 2015, pages 183 à 185; notes sténo du 9 décembre 2015, pages 87 à 89.

<sup>31</sup> R-3986-2016, HQD-3, doc. 6.1, page 12, R9.2.1.

<sup>32</sup> R-3986-2016, HQD-3, doc. 6.1, page 13, R9.3.

<sup>33</sup> B-0092, page 13, R7.2.

Lors du dossier R-3933-2015, nous avons bâti un tel registre sur la base des informations sur les transactions présentées dans le Suivi détaillé de 2014. Il s'agit d'une tâche laborieuse que nous avons automatisée avec une programmation VBA. En R-3986-2016, nous avons utilisé ce même outil avec les données de 2013 et 2015.

Nous avons décrit cet outil comme suit<sup>34</sup> :

Cet outil produit deux grands tableaux à partir de la liste de transactions produite dans le Suivi détaillé, chacun avec une colonne pour chaque transaction. Le premier tableau indique, pour chaque heure, le nombre de MW acheté en fonction de chaque transaction. La somme de chaque rangée donc donne, pour chaque heure, le nombre total de MW achetés selon les différentes transactions en vigueur pendant l'heure. Le deuxième tableau indique, pour chaque heure, la coût (MW multiplié par coût unitaire) payé selon chaque transaction. La somme de chaque rangée de ce deuxième tableau donne, pour chaque heure, le coût total de ces achats.

Le ratio entre les deux chiffres constitue donc une estimation du prix unitaire des achats de court terme pendant l'heure.

Nous avons également décrit les faiblesses de cette approche<sup>35</sup> :

Il est important de souligner que ces calculs dépendent de la précision de la caractérisation des produits. Pour les produits standards, on peut simplement diviser le nombre total de MWh par le nombre d'heures du produit (16h pour « Pointe », 8h pour « Hors Pointe », 24h pour « 24 heures »), pour déterminer le nombre de MW achetés.

Toutefois, tel que discuté plus loin, nous avons appris lors du dossier R-3933-2015 que plusieurs des achats d'HQD sont « profilés », c'est-à-dire d'une durée non standard ou pour des livraisons variables. Il semble que, dans la préparation du Suivi détaillé, HQD identifie généralement les transactions profilées comme étant de Pointe<sup>36</sup>.

N'ayant aucune précision sur les transactions profilées, les calculs présentés plus loin les traitent comme si elles étaient des achats de Pointe. Cette imprécision affecte le placement de ces achats aux heures précises, mais n'affecte pas le total d'énergie ni son coût.

...

Comme pour les achats bilatéraux profilés, le Suivi détaillé ne précise pas la durée des transactions auprès des bourses, ni les prix horaires. Par conséquent, nos calculs utilisent, pour chaque heure, la quantité moyenne et le prix moyen de la période rapportée. Encore une fois, ce fait ne devrait pas fausser

---

<sup>34</sup> R-3986, Raphals, page 15.

<sup>35</sup> Ibid., pages 13 et 14.

<sup>36</sup> R-3933-2015, Notes sténo du 9 décembre 2015, v. 4, page 159.



significativement les résultats, étant donné que les chiffres fournis représentent en réalité la moyenne sur 24h. Toutefois, cela peut créer une certaine imprécision sur une base horaire.

Il est important de souligner que ces imprécisions tant à l'égard des achats profilés que des achats auprès des bourses auront probablement l'effet de **sous-estimer** le prix des achats de court terme pendant les heures critiques. Dans les deux cas, en l'absence d'information sur les heures réelles où l'achat a lieu, nous avons dû diviser le volume total de l'achat par le nombre d'heures y attribués (16h dans le cas des achats profilés; 24h dans le cas d'achats auprès des bourses). Quoique le coût moyen de la transaction soit le même, cette façon de faire sous-estime nécessairement le nombre de MW réellement acheté pendant les heures de la transaction. En présumant que ces transactions ont généralement lieu pendant les heures de pointe et à des prix élevés, cette sous-estimation risque de mener également à une sous-estimation du prix moyen des achats pendant ces heures.

### 3.2.1.2 Résultats

Dans le dossier R-3986-2016, en comparant les données de 2013, 2014 et 2015 avec la méthode décrite ci-dessus, nous avons obtenus les résultats suivants.

Le coût unitaire moyen des achats de court terme sur l'ensemble des heures de l'année variait entre 67,1 \$/MWh et 180,2\$/MWh.

Le coût unitaire moyen des achats de court terme sur les 300 heures de plus grande charge était plus élevé, variant entre 81,6\$/MWh et 240,4\$/MWh.

Ces résultats sont résumés au [Tableau 2](#) ~~Tableau 2~~.

**Tableau 2. Coûts moyen d'achats de court terme**

| Achats court terme - prix moyen (\$/MWh) | 2013   | 2014    | 2015   |
|--|--------|---------|--------|
| sur l'ensemble des heures                | \$67.1 | \$180.2 | \$84.3 |
| sur les 300h                             | \$81.6 | \$240.4 | \$97.3 |

Soulignons que ces coûts réels dépassent grandement le coût évité en hiver de 52\$/MWh, selon le dossier tarifaire.

### 3.3 Discussion

Nos recherches antérieures démontrent que les coûts encourus pour fournir de l'énergie requise à la pointe du réseau sont importants. La plupart de ces coûts se trouvent dans le compte *pass-on*<sup>37</sup>, et sont alloués comme des coûts d'énergie. Pour les raisons expliquées ci-dessus, nous considérons qu'ils devraient être estimés pour l'année témoin, une fois qu'une méthode relativement fiable pour le faire aura été choisie, et traité comme des coûts de la puissance.

L'estimation de ces coûts est une question complexe, étant donné la grande variabilité tant dans les prix des marchés dans lesquels le Distributeur s'approvisionne que dans les événements météorologiques qui déterminent ses besoins. Pour que les valeurs soient robustes, il est donc nécessaire de faire l'analyse sur plusieurs années.

Il est impossible de comprendre et analyser les prix des achats de court terme pendant la pointe du réseau en l'absence de données. Il est surprenant que le Distributeur ne maintienne pas un registre des MW achetés chaque heure et de leurs prix. **Nous recommandons que la Régie exige qu'il le fasse, dès maintenant, afin de faciliter les analyses futures.**

Plus précisément, nous recommandons que la Régie exige qu'HQD maintienne un registre qui indique, pour chaque heure, le nombre de MW acheté sur les marchés de court terme et son coût total ainsi que le coût unitaire moyen pour l'heure. Étant donné que la vaste majorité des transactions de court terme sont pour des périodes de plus qu'une heure, il s'agit de déterminer le prix moyen de chaque transaction et de faire un moyen pondéré de l'ensemble de transactions en vigueur pendant chaque heure. Il s'agit en fait du même exercice que nous avons fait, mais avec des données fiables et sur une plus longue période.

Ces données et analyses sont nécessaires afin de facturer correctement la puissance. La facturation selon les pointes des périodes non critiques crée un signal inefficace, qui incite un comportement largement inutile. Tel que précisé ci-dessus, nous recommandons que cette facturation se base uniquement sur l'appel de puissance à la pointe du réseau. Le signal de prix qui en résulte incitera les consommateurs à réduire leur appel en puissance aux moments où cela contribuera à réduire les coûts de service.

## 4 Mesurage net dans les réseaux autonomes

Dans son dossier tarifaire, le Distributeur a demandé une modification importante au régime de mesurage net, qui aurait pour effet de réduire significativement la valeur attribuée à l'énergie solaire injectée sur le réseau intégré.

---

<sup>37</sup> Des achats de court terme sont estimés pour l'année témoin dans le document sur les approvisionnements. Toutefois, les Graphiques 2 et 3 ci-dessus ont démontré que, pour les années 2013 à 2015, inclusivement, les coûts réels ont dépassé de loin les coûts estimés. Les écarts se trouvent dans le compte *pass-on*, qui est traité comme un coût en énergie, sans allocation à la puissance.

Dans sa décision D-2017-105, la Régie a reporté à un dossier futur l'étude de cette question en ce qui concerne le réseau intégré<sup>38</sup>. Ainsi, nous étudierons seulement l'application de cette nouvelle politique aux réseaux autonomes.

#### 4.1 Contexte

Le régime actuel de mesurage net a été établi par la Régie suite au dossier R-3551-2004<sup>39</sup>. Il a ensuite subi certaines modifications dans le cadre de différents dossiers tarifaires.

Selon la demande tarifaire :

Les nouvelles options proposées permettraient d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,92 ¢/kWh en réseau intégré et pour celui de Schefferville (Option II). En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique<sup>40</sup>. (nous soulignons)

Le coût marginal de l'énergie en réseaux autonomes — qui reflète les coûts de combustible — excède de loin le tarif marginal, ce qui crée un déficit supporté par les autres consommateurs<sup>41</sup>.

Pour cette raison, le Distributeur a entamé une démarche de conversion des centrales au combustible en réseaux autonomes aux énergies renouvelables dans l'optique de réduire les coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale<sup>42</sup>. Toutefois, cette démarche, qui procédera communauté par communauté, ne sera pas complétée avant au moins quelques années, certains appels de proposition n'ayant pas encore été lancés. En effet, dans son Plan d'approvisionnement 2017-2026, HQD avait proposé le calendrier suivant<sup>43</sup> :

---

<sup>38</sup> D-2017-105, paragraphes 16 et 17.

<sup>39</sup> Demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de services liées à l'autoproduction d'électricité.

<sup>40</sup> B-0047, HQD-13, doc. 2, page 48 de 81.

<sup>41</sup> Dans sa décision D-2016-033 (R-3933-2015), la Régie a accepté la proposition d'HQD d'augmenter graduellement le tarif de la 2<sup>e</sup> tranche pour qu'il reflète éventuellement le coût évité (paragraphes 922 et 923). Toutefois, au rythme de 8% par année, les tarifs de la 2<sup>e</sup> tranche demeurent sensiblement moindres que le coût évité.

<sup>42</sup> B-0092, page 4 de 28, R1.1, et *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, dossier R-3986-2016, HQD-2, document 1 (B-0010), page 10.

<sup>43</sup> R-3986-2016, B-0010, page 12.

**TABLEAU 4 :**  
**CALENDRIER DE LANCEMENT DES APPELS DE PROPOSITIONS**

| Réseau visé                                | Objet                                      | Date                             | Réseau visé  | Objet                | Date         |
|--|--|----------------------------------|--|----------------------|--------------|
| Îles-de-la-Madeleine<br>Phase 1<br>Phase 2 | Conversion<br>éolien<br>raccord. / ouvert  | 23 octobre 2015<br>Début 2018    | <b>NUNAVIK</b><br>Phase 1 - Est<br>Aupaluk<br>Kangiqsualujjuaq<br>Kangiqsujuaq<br>Kangirsuk<br>Kuujjuaq<br>Quaqtaq | Conversion<br>ouvert | Automne 2017 |
| Obedjiwan                                  | Conversion<br>biomasse                     | Novembre 2016                    | Phase 2 - Ouest<br>Akulivik<br>Inukjuak<br>Ivujivik<br>Kuujjuarapik<br>Puvimituq<br>Salluit<br>Umiujaq             | Conversion<br>ouvert | Automne 2018 |
| La Romaine                                 | Raccordement                               | -                                |  |                      |              |
| Tasiujaq                                   | Pérennité<br>thermique /<br>renouvelable ? | Automne 2016 /<br>Printemps 2017 |  |                      |              |
| Clova<br>L'île-d'Entrée<br>Port-Menier     | Conversion<br>ouvert                       | Printemps 2019                   |  |                      |              |

Toutefois, il semble clair que ce processus se déroulera moins rapidement que prévu. Le Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec inclut un échéancier plus élaboré qui indique, pour quinze des vingt réseaux autonomes, que le horizon de mise en service est « après 2020 »<sup>44</sup> :

| Conversion des réseaux autonomes                   |   |                            |
|--|---|----------------------------|
| Calendrier de lancement des appels de propositions |   |                            |
| ANNÉE  | CENTRALE  | HORIZON DE MISE EN SERVICE |
| En cours   | Îles-de-la-Madeleine (éolien)   | 2020                       |
| 2016   | Kuujjuarapik<br>Tasiujaq<br>Obedjiwan   | 2020                       |
| 2017   | Kangiqsujuaq<br>La Romaine<br>Salluit<br>Umiujaq                                      | 2019<br>2020               |
| 2018   | Inukjuak<br>Kangiqsualujjuaq<br>Kuujjuaq<br>Puvirnituaq                               | Après 2020                 |
| 2019   | Îles-de-la-Madeleine (conversion)<br>Akulivik<br>Ivujivik<br>Kangirsuk<br>Port-Menier |                            |
| 2020   | L'île-d'Entrée<br>Quaqtaq<br>Clova<br>Aupaluk   |                            |

Par ailleurs, la stratégie de regrouper les communautés du Nunavik en deux groupes, composés de six ou sept communautés chacun, risque de compliquer et ralentir davantage le processus étant donné que le

<sup>44</sup> Page 24, cité en R-3986-2016, C-PNW-009, page 14.

nombre d'acteurs qui seront en mesure de formuler des propositions de conversion dans six ou sept communautés risque d'être très limité<sup>45</sup>, d'autant plus que le processus proposé par le Distributeur ne semble pas créer l'unanimité dans les communautés concernées<sup>46</sup>.

Dans ce contexte, toute production d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes alimentés aux combustibles fossiles, qu'elle soit effectuée préalablement ou en parallèle à la conversion, devrait être encouragée en ce qu'elle contribue à l'atteinte des objectifs de réduction des coûts d'approvisionnement et de l'empreinte environnementale.

## 4.2 Changement proposé de la structure du programme de mesurage net

Depuis sa création en R-3551-2004, le programme de mesurage net offert par le Distributeur est basé sur le principe de la mise en banque de kWh excédentaires :

Lorsque, pour une période de facturation donnée, la quantité d'électricité injectée dans le réseau du Distributeur par le client est supérieure à l'électricité qui lui a été livrée par le Distributeur, ce surplus net est inscrit à la banque de surplus du client. À l'inverse, lorsque, pour une période de facturation, la quantité d'électricité livrée au client est supérieure à celle injectée, le client paie sa consommation nette au tarif en vigueur pour la portion énergie, moins les surplus déduits de sa banque<sup>47</sup>.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose une modification importante à cette structure, en remplaçant une banque de kWh par une banque de dollars :

Les nouvelles options proposées permettraient d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité en énergie, incluant les pertes ...

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique<sup>48</sup>. (nous soulignons)

Pour le réseau intégré, le remplacement d'une banque de kWh par une banque de dollars, au montant proposé de 2,92 cents/kWh, mènerait à une réduction importante de la valeur de l'énergie excédentaire pour l'autoproducteur. Pour l'autoproducteur en réseau autonome, par contre, cette modification augmenterait la valeur de l'énergie excédentaire, étant donné que les valeurs proposées demeurent sensiblement plus élevées que le tarif actuel de la 2<sup>e</sup> tranche.

---

<sup>45</sup> R-3986-2016, B-0010, cité en R-3986-2016, C-PNW-009, pages 15-16.

<sup>46</sup> Voir la preuve de la Première Nation de Whapmagoostui, C-PNW-009, en R-3986-2016.

<sup>47</sup> D-2006-28, page 7.

<sup>48</sup> B-0047, HQD-13, doc. 2, page 48.

À la suggestion du RNCREQ, la Régie a reporté à un dossier distinct l'étude de cette réforme en ce qui concerne le réseau intégré. Effectivement, les enjeux de la réforme proposés ne sont pas les mêmes en réseau intégré et en réseaux autonomes, compte tenu non seulement de cette différence en impact économique, mais aussi de l'urgence de trouver des ressources renouvelables pour diminuer l'utilisation de combustible en réseau autonome. Toutefois, le traitement différé des deux questions pourrait être problématique si la première décision, à l'égard des réseaux autonomes, devait être perçue comme liant la seconde décision. Nous insistons sur l'importance de débattre pleinement de la proposition du Distributeur de remplacer la banque de surplus en kWh par une banque en dollars en réseau intégré, dans le dossier à venir. Par conséquent, si la Régie accepte ce remplacement en réseaux autonomes dans le présent dossier, nous recommandons qu'elle précise, dans sa décision sur ce point, qu'elle n'entend pas préjuger l'opportunité de remplacer une banque de kWh par une banque de dollars en réseau intégré.

### 4.3 Les valeurs proposées

Les valeurs proposées originellement par le Distributeur pour les banques de surplus en réseaux autonomes (Option III) étaient comme suit<sup>49</sup> :

Cette valeur correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par :

- 17,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au mazout lourd, ou
- 33,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel léger, ou
- 47,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel arctique.

À cela s'ajoutait l'Option II, qui s'appliquait uniquement au réseau de Shefferville, avec une valeur de 2,92 ¢/kWh, sans mentionner le réseau de Lac Robertson, qui est également alimenté par une centrale hydraulique.

Dans une réponse aux DDR du GRAME, le Distributeur amende cette proposition, en ajoutant un item à l'option III pour couvrir les cas de Shefferville et de Lac Robertson :

- 2,92 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale hydraulique.<sup>50</sup>

Il explique cette proposition de modification comme suit :

---

<sup>49</sup> B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 163, art. 7.17.

<sup>50</sup> B-0089, HQD-15, doc. 8, page 15, R2.10.

Comme la valeur de l'électricité injectée dans les réseaux autonomes alimentés par une centrale hydraulique correspond à celle en réseau intégré, les modalités étaient initialement prévues à la nouvelle option de mesurage net en réseau intégré (Option II). Puisque la proposition du Distributeur portant sur cette Option II fera l'objet d'un prochain dossier à la demande de la Régie selon la décision D-2017-105, le Distributeur propose d'amender l'article 7.17 de l'Option III pour refléter cette réalité.<sup>51</sup>

Avec respect, nous sommes d'avis que cette modification n'est pas bien fondée. Les coûts évités dans les réseaux autonomes alimentés par des centrales hydrauliques sont suffisamment similaires à ceux du réseau intégré qu'HQD propose la même valeur pour la mise en banque de surplus – 2,92cents/kWh – dans les deux cas. Ce contexte est très distinct de celui des réseaux alimentés par les centrales thermiques, en termes tant économiques qu'environnementaux.

Dans ce contexte, une décision sur la proposition amendée de l'option III (avec ajout de l'option de centrale hydraulique) risquerait d'affecter le débat à venir sur le mesurage net en réseau intégré, en ouvrant notamment la porte à un argument de *chose jugée*. Nous suggérons respectueusement qu'il serait plus approprié que la Régie réserve son jugement sur la question du mesurage net en réseaux autonomes alimentés par les centrales hydrauliques, pour en décider au moment de son examen du programme de mesurage net pour le réseau intégré.

En ce qui concerne les valeurs proposées pour les réseaux autonomes thermiques, l'explication du Distributeur glisse entre les termes « coût évité en énergie » et « le coût évité en carburant »<sup>52</sup>.

Selon le Distributeur, la valeur de l'électricité injectée doit refléter le coût évité en énergie. C'est pourquoi il propose l'introduction d'une nouvelle option de mesurage net applicable en réseaux autonomes (Option III) pour laquelle la valeur de l'électricité injectée reflète le coût évité du carburant.<sup>53</sup> (nous soulignons)

Or, le coût évité en énergie est composé de plusieurs éléments dont, entre autres, le coût du carburant:

Le coût évité de l'énergie, exprimé en ¢/kWh, est constitué :

- du coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- du taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- des coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- des pertes sur le réseau ;
- des coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre<sup>54</sup>.

---

<sup>51</sup> Ibid.

<sup>52</sup> B-0089, HQD-15, doc. 8, pages 13 et 14, R2.7.1 à 2.7.3.

<sup>53</sup> [B-0083, HQD-15, doc. 3, p. 36](#), R22.8.

On peut présumer que lorsque le Distributeur parle du « coût évité en combustible », il tient compte aussi du taux de rendement de la centrale. Toutefois, il semble exclure, sans explication, les autres éléments du coût évité en énergie, notamment les coûts variables d'exploitation et d'entretien, les pertes sur le réseau, et les coûts de GES.

En fait, les valeurs moyennes de coût évité en énergie pour chaque catégorie, tel que présenté au dossier tarifaire, sont plus élevées que les valeurs proposées en Option III, tel qu'indiqué au

### Tableau 3

Tableau 3<sup>55</sup>.

**Tableau 3. Coût évité en énergie vs. Valeur selon l'Option III (en cents/kWh)**

|                 | coût évité moyen | Option III |
|-----------------|------------------|------------|
| mazout lourd    | 22.01            | 17.00      |
| diesel léger    | 37.71            | 33.00      |
| diesel arctique | 51.81            | 47.00      |

À moins qu'une justification adéquate pour cette façon de faire ne soit présentée en audience, nous sommes d'avis que les valeurs de mise en banque devraient être bonifiées pour inclure ces autres éléments du coût évité en énergie.

#### **4.4 Vers la microproduction?**

HQD insiste sur le fait que les autoproducteurs ne lui vendent pas de l'électricité :

---

<sup>54</sup> B-0019, HQD-4, doc. 4, page 7.

<sup>55</sup> Les coûts évités en énergie de chaque réseau autonome se trouvent à B-0019, page 8. En réponse à une demande du RNCREQ d'identifier le combustible utilisé par chaque réseau autonome (B-0092, page 7), le Distributeur nous renvoie aux réponses au GRAME (B-0089, réponse 2.10.1). Cette réponse renvoie au Tableau 3C-1 du document B-0011 du dossier R-3986-2016. Ce tableau identifie tous les réseaux autonomes, autres que celui alimenté en Lourd no. 6 et les deux centrales hydrauliques, comme utilisant le Léger no. 2, sans aucune mention du diesel arctique. Nous présumons que chacun des communautés de Nunavik utilisent le diesel arctique, et que les autres communautés utilisent le diesel léger.



Les autoproducteurs ne vendent pas d'énergie au Distributeur. L'électricité qu'ils injectent sur le réseau d'Hydro-Québec correspond à l'excédent entre leur production et leur consommation, lequel est comptabilisé dans une banque de surplus pour une utilisation future par ce même client.<sup>56</sup>

Et :

L'autoproduction correspond à la production d'électricité par, pour et chez le client pour répondre à ses besoins. Cette activité est permise et prévue dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* (article 60, alinéa 2).<sup>57</sup>

L'option de mesurage net offerte par le Distributeur permet de soutenir les autoproducteurs en leur offrant la possibilité d'accumuler leur surplus de production, s'il y a lieu, dans une banque de surplus en vue d'une utilisation future. Cette option ne vise aucunement l'achat d'électricité par le Distributeur.

Et :

Les modifications à l'option de mesurage net envisagées par le Distributeur ne visent pas à modifier son objectif. En effet, l'option doit demeurer un soutien à l'autoproduction et non devenir un moyen d'approvisionnement.

Cette position à l'effet que l'autoproduction ne constitue pas un moyen d'approvisionnement trouve de toute évidence sa source dans le dossier R-3551-2004, où le programme de mesurage net a été créé. Selon la décision D-2006-28 :

L'autoproduction est peu répandue au Québec. Son coût de revient étant supérieur aux tarifs d'électricité du Distributeur, il n'existe pas d'incitation purement économique à l'autoproduction d'électricité. De plus, l'électricité produite à partir de ressources renouvelables, telles les énergies solaire et éolienne, sont intermittentes et ne peuvent être programmées pour s'adapter au profil de consommation des autoproducteurs.

L'option de mesurage net que propose le Distributeur vise à compenser cette inadéquation entre le profil de charge de l'autoproducteur et son profil de production. Les modalités proposées permettent ainsi à l'autoproducteur d'injecter ses surplus dans le réseau du Distributeur afin de réduire sa facture d'électricité. Par un système de débits et de crédits, les surplus sont utilisés pour réduire la facture de l'autoproducteur pendant les périodes où sa consommation excède sa production. Ce système offre à l'autoproducteur une alimentation fiable et continue, sans égard aux fluctuations de sa source de production.

Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non, pour le Distributeur, à acquérir de nouveaux approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisses que l'autoproduction ne vise qu'à combler les besoins du client et non à vendre des surplus de production. La Régie rappelle à

---

<sup>56</sup> B-0083, HQD-15, doc. 3, page 34, R22.3.

<sup>57</sup> Ibid., page 36, R22.7.

cet égard qu'elle a exclu le sujet de la microproduction du cadre de la présente audience (note de bas de page : Décision D-2005-175, 30 septembre 2005, page 4).

Le droit à l'autoproduction est reconnu à l'art. 60, al. 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), dans le contexte de la définition du droit exclusif de distribution. Le Distributeur encadre sa proposition de mesurage net en fonction de cet article, plutôt qu'en fonction des dispositions de la LRÉ concernant l'acquisition des approvisionnements en électricité.

Nous n'avons pas trouvé de définition de « microproduction » dans les documents du dossier R-3551-2004. Toutefois, il semble clair que la distinction entre autoproduction et microproduction ne réfère pas à la technologie utilisée ni à sa taille, mais plutôt à l'utilisation de l'énergie qu'elle produit. La microproduction serait donc de la production distribuée destinée à la vente au Distributeur, plutôt qu'à l'autoconsommation. Ainsi, la microproduction peut être définie comme une production renouvelable décentralisée fournie au Distributeur à titre d'approvisionnement.

Si une petite installation d'énergie renouvelable était autorisée pour des fins de microproduction plutôt que d'autoproduction, elle ne serait pas obligée d'être localisée sur le même lieu que l'abonné, ni assujetti aux mêmes limites de puissance (50kW ou l'estimation de la puissance maximale appelée par l'abonné).

Dans la décision procédurale D-2005-175, citée en appui de la citation précédente, la Régie avait précisé ce qui suit :

Si la Régie reste intéressée par le sujet de la micro production, elle ne juge toutefois pas opportun d'en traiter dans le cadre de la demande du Distributeur. Elle exclut donc ce sujet du cadre de la présente audience.<sup>58</sup>

Après l'émission de cette décision, le RNCREQ transmettait les observations suivantes à la Régie :

Le RNCREQ prend acte de la décision D-2005-175 concernant le retrait des discussions entourant la micro-production. En groupe de travail, HQD nous mentionnait qu'il travaillait à une proposition concernant la micro-production. Ces deux aspects déplacent inévitablement un certain nombre de nos enjeux vers la micro-production. Conséquemment, le RNCREQ accepte pour l'essentiel la proposition bonifiée d'HQD et sa mise en œuvre dès que possible<sup>59</sup>.

En terminant, le RNCREQ recommandait à la Régie :

- 1) d'autoriser dès que possible, le déploiement de l'autoproduction;
- 2) de créer un groupe de travail sur la micro-production débutant dans le premier trimestre de 2006 afin de permettre aux parties d'amorcer des discussions pour en arriver à explorer des pistes de propositions qui

---

<sup>58</sup> D-2005-175, page 4.

<sup>59</sup> R-3551-2004, C-7-2, Observations du RNCREQ (5 décembre 2005).

pourrait être soumis à la Régie en 2006. Avec les prix croissants d'énergie et de puissance sur les marchés, le RNCREQ croit qu'il est temps d'explorer cette nouvelle forme d'approvisionnement très prometteuse<sup>60</sup>.

Or, le groupe de travail sur la micro production n'a jamais été formé, et l'intérêt exprimé par la Régie ne s'est jamais concrétisé.

Ce contexte démontre que la limitation du programme du mesurage net à l'autoproduction ne découle pas d'une décision d'exclure définitivement la possibilité de traiter ces ressources renouvelables à titre de source d'approvisionnement, mais plutôt d'une décision de traiter l'autoproduction de façon prioritaire, avant de se tourner vers la microproduction. Douze ans plus tard, la microproduction, envers laquelle la Régie avait exprimé son intérêt en 2005,<sup>61</sup> n'a toujours pas été envisagée.

Sans vouloir préjuger des résultats d'un débat éventuel sur la microproduction en réseau intégré, on peut remarquer que, étant donné l'important surplus qu'affiche le Distributeur pour de nombreuses années à venir, son intérêt pour un tel approvisionnement risque d'être limité.

La situation est toute autre dans les réseaux autonomes alimentés par les centrales thermiques. Dans ses réseaux, l'intérêt de l'ajout de la production renouvelable décentralisée est triple :

- Économique de court terme : chaque kWh fourni est récompensé (en banque) par un montant moins élevé que le coût évité de court terme;
- Économique de long terme : la réduction de la charge contribuera à reporter la nécessité d'ajouter de la puissance additionnelle dans le réseau; et
- Environnemental : chaque kWh fourni permet d'éviter les émissions de gaz à effet de serre associées à la production d'un kWh par une centrale thermique.

Il est vrai que si des quantités d'énergie solaire ou éolienne fournies dans un petit réseau étaient trop importantes, cela pourrait compliquer l'opération du réseau et potentiellement mener à des pertes d'efficacité dans l'opération de la centrale thermique. Toutefois, le Distributeur a tous les moyens nécessaires pour éviter que cela ne se produise, étant donné qu'avant de décider s'il accepte ou non le raccordement d'une installation d'autoproduction et son adhésion à l'option de mesurage net, il procède déjà à l'analyse des caractéristiques de l'installation d'autoproduction, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau.<sup>62</sup> Cette analyse devrait aussi être appliquée à l'ajout d'équipements de microproduction, permettant ainsi au Distributeur de refuser des ajouts qui risqueraient de créer des conditions adverses pour l'opération du réseau.

---

<sup>60</sup> Ibid.

<sup>61</sup> D-2005-175, page 4.

<sup>62</sup> Grille tarifaire, art. 7.14, et B-0092, HQD-15, doc. 10, page 4.

Le Distributeur n'a pas indiqué combien des 124 clients en autoproduction, ni quel pourcentage des 295 GWh/an d'autoproduction se trouvent en réseau autonome thermique, mais il serait surprenant que ces chiffres soient significatifs. Rien n'indique que l'autoproduction en réseaux autonomes thermiques, dont le maintien et la promotion – rappelons-le – sont dans l'intérêt public, ne soit en voie d'atteindre des niveaux qui menacent l'efficacité de l'opération des réseaux ou des équipements.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons que le Distributeur soit autorisé à traiter la production renouvelable décentralisée en réseau autonome thermique comme un moyen d'approvisionnement, et non seulement comme un moyen d'autoproduction. Dans ce cas, les limites de 20kW (monophasé) ou de 50 kW (triphase) pourraient être retirées, ainsi que la restriction que la puissance installée ne peut excéder l'appel en puissance maximal du client.