

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

COÛTS ÉVITÉS

- 1. Références :**
- (i) Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 41 à 44 ;
 - (ii) Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 29 ;
 - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0115](#), p. 11 ;
 - (iv) Pièce [B-0062](#), p. 143.

Préambule :

- (i) « 8.1.1 *Les caractéristiques particulières de l'année 2017*

On constate que 2017 semble relativement typique à l'égard des volumes d'achats de court terme (504 GWh) et le prix moyen de ces achats (96,5\$/MWh). Toutefois, elle est atypique à l'égard des volumes de dépassements (50,7 GWh), beaucoup plus élevés que toutes les autres années ensemble.

[...]

Étant donné ces aspects relativement uniques de l'année 2017, l'utilité de ces données brutes pour une analyse des coûts évités demeure limitée, même à titre indicatif. Heureusement, en s'inspirant d'une méthode suggérée par la Régie, le Distributeur propose un « scénario de référence » qui permettrait en quelque sorte de régulariser ces données. » [nous soulignons]

- (ii) « Comme mentionné à plusieurs reprises déjà, il serait important de répéter cette analyse avec des données réelles des années antérieures, afin d'avoir des chiffres plus robustes. Étant donné que le Distributeur a maintenant ces données en main [...], nous recommandons que la Régie, par le biais d'une DDR, demande au Distributeur de produire les données horaires manquantes afin que les résultats de la présente analyse puissent être validés.

En l'absence d'autres informations, il est proposé que la Régie retienne, comme coût évit[é] en énergie de court terme, les valeurs suivantes, tirées de l'étude des données de 2017 :

87,2 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge (net des achats de long terme)

44,1 \$/MWh pour toutes les autres heures.

Ainsi, les facteurs de différenciation « hiver / hors hiver » et « pointe / hors pointe » auxquels le Distributeur fait référence traditionnellement seraient remplacés par une simple différenciation « fine pointe » et « autres heures ». »

- (iii) « D'une part, les prix à terme sont la meilleure estimation disponible de la valeur de l'énergie sur les marchés limitrophes. Pour cette raison, ils ont été retenus comme signal du coût évité à court terme. Les prix à terme de l'électricité sur le marché de New York sont en général disponibles pour une période de deux à quatre années. Au-delà de cet horizon, la prévision des prix de l'électricité est basée sur la croissance des prix à terme du gaz naturel.

Afin d'atténuer la volatilité du signal du coût évité, le Distributeur collecte les prix à terme sur les douze derniers mois et calcule un prix moyen basé uniquement sur les mois d'hiver. Par la suite, le Distributeur ramène les prix annuels en annuité croissante afin d'obtenir un indicateur stable et « lissé ».

D'autre part, en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévus est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés.

Dans le cas présent, la tendance actuelle à la baisse des prix de l'électricité se reflète davantage sur une période de 10 ans que sur quelques heures en pointe d'une année sur l'autre. »

(iv) À la demande de la Régie, le Distributeur présente, dans le tableau R-48.5, le nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme par année à l'horizon 2026 :

| Année | Nb d'heures d'achats sur les marchés |
|-------|--------------------------------------|
| 2015 | 701 |
| 2016 | 624 |
| 2017 | 31 |
| 2018 | 27 |
| 2019 | 629 |
| 2020 | 1 035 |
| 2021 | 1 005 |
| 2022 | 1 211 |
| 2023 | 1 349 |
| 2024 | 1 611 |
| 2025 | 1 711 |
| 2026 | 1 866 |

Demandes :

- 1.1 À défaut d'avoir les données réelles des années antérieures sur le coût moyen des achats de court terme pendant les 300 heures de plus grande charge, l'intervenante propose de retenir un coût évité en énergie de court terme de 87,2 \$/MWh, tiré de son étude des données réelles de 2017 (référence (ii)).

Veillez préciser comment l'utilisation de données historiques, tel que recommandée par l'intervenante, est susceptible de représenter plus fidèlement les coûts évités en énergie de court terme pour l'année témoin, que le prix moyen des contrats à terme prévus du marché de New-York pour les mois d'hiver (référence (iii)).

Réponse :

Si le but était de connaître le coût moyen qui serait évité par la réduction de la demande par un kW pendant toutes les heures de l'hiver, et si le Distributeur achetait en réalité

de l'énergie sur les marchés de court terme¹ pendant toutes ces heures, le prix moyen des contrats à terme prévus du marché de New-York pour les mois d'hiver serait effectivement un indicateur adéquat pour le faire.

Toutefois, aucune de ces deux conditions ne s'avère véridique. On sait que le coût évité pendant les heures où le Distributeur n'achète pas sur les marchés externes est égal à celui de l'électricité patrimoniale, et que le Distributeur achète sur les marchés externes principalement (mais pas exclusivement) pendant les heures de plus grande charge. Le défi est donc d'estimer le coût qui sera évité lorsqu'on évite des achats sur les marchés de court terme. À cette fin, le prix moyen des contrats à terme sur le marché de New-York pour l'ensemble des heures d'hiver donnerait nécessairement une estimation trop faible parce que, comme le Distributeur l'indique à la fin du troisième paragraphe de la référence (iii), les coûts d'énergie pendant les heures où il procède à ces achats sont nécessairement plus élevés que le coût d'énergie moyen pour tout l'hiver.

À ce titre, il est utile de noter que, selon mon rapport ([C-RNCREQ-0017](#), page 2, tableau 7), le coût évité pendant l'hiver était de 53,7 \$/MWh en 2017 (données réelles), comparé à 41 \$/MWh selon la méthode du Distributeur. Pour l'année 2014 (données estimées), le coût évité en hiver montait à 115,7 \$/MWh. À titre de comparaison, le coût évité de l'énergie de court terme (hiver) proposé par le Distributeur pour son année tarifaire 2014 était de 5,0 cents/kWh (\$ 2013), soit environ 5,4 cents/kWh (\$ 2017).

À moins de trouver des contrats à terme qui s'appliquent spécifiquement et uniquement aux heures de forte charge sur le réseau québécois — ce qui de toute évidence n'existe pas —, la seule façon d'estimer ces coûts serait sur la base des données historiques. Évidemment, plus la période de référence est longue, plus les résultats seront fiables; une estimation basée sur une seule année n'est pas dépourvue de valeur, mais a une fiabilité très limitée. C'est pour cela — et sachant que le Distributeur a déjà en main les données pertinentes pour les années 2013 à 2016 — que j'ai recommandé que la Régie lui demande de produire les données horaires manquantes pour ces années.

- 1.2 Veuillez préciser dans quelle mesure l'utilisation de données réelles pour les années 2013 à 2016 permettrait à l'intervenante de statuer sur le profil d'une année « typique » et de faire des recommandations sur les valeurs des coûts évités en énergie qui peuvent aider à la prise de décisions de long terme.

Réponse :

Voir la réponse 1.1.

¹ Les marchés de court terme incluent les achats auprès des marchés externes ainsi que les achats faits à ce titre auprès d'HQP.

Avec les données demandées, il serait possible d'évaluer le coût évité pendant les 300 heures de plus grande charge (net des achats de long terme) pour chacune des cinq dernières années. À ce moment-là, on sera en mesure d'évaluer, selon le degré de variabilité observée, si ces données sont adéquates afin de faire une estimation fiable. Si la variabilité est trop grande, il pourrait cependant devenir nécessaire de chercher une période de référence plus longue, ou de procéder à des simulations basées sur les multiples profils déjà utilisés par le Distributeur dans sa gestion quotidienne de l'électricité patrimoniale.

- 1.3 Veuillez préciser dans quelle mesure la proposition de l'intervenante en référence (ii) s'inscrit dans le contexte de l'augmentation prévue du nombre d'heures d'achats d'énergie sur les marchés de court terme pour les années à venir (référence (iv)).

Réponse :

D'abord, il importe de souligner que les chiffres présentés à la référence (iv) sont de toute apparence des estimations découlant d'un quelconque scénario déterministe dont les paramètres n'ont pas été explicités. Évidemment, le nombre d'heures d'achats de court terme chaque année dépend de multiples facteurs non prévisibles. Ces chiffres n'ont donc pas de valeur particulière.

Soulignons que, au courant du dossier R-4045-2018, le Distributeur a également produit un tableau indiquant le nombre d'heures d'achats de court terme pour les années 2019 à 2024, avec des chiffres sensiblement plus élevés².

**TABLEAU E-10 :
NOMBRE D'HEURES D'ACHAT REQUIS**

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Heures d'achat totales | 629 | 1 775 | 1 935 | 2 095 | 2 218 | 2 417 |
| <i>Dont hiver</i> | 629 | 1 695 | 1 811 | 1 931 | 2 019 | 2 167 |

Ces chiffres tiennent compte des 158 MW déjà attribuées à des clients pour l'usage cryptographiques associés aux chaînes de blocs, et des 210 MW attribués aux réseaux municipaux pour ces mêmes fins. J'ignore si ces charges sont incluses ou non dans la prévision de la demande au présent dossier.

Soulignons également que, toujours selon le Distributeur, si sa proposition au dossier R-4045-2018 est acceptée, le nombre d'heures avec achats de court terme s'accroîtra davantage, jusqu'à au moins 2024³. Voici ses estimations à cet égard :

² R-4045-2018, B-0109, Engagement 10.

³ R-4045-2018, B-0097, page 44.

**TABLEAU R-11.2 :
NOMBRE D'HEURES D'ACHAT D'ÉNERGIE**

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|-------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total | 629 | 1 998 | 2 207 | 2 446 | 2 621 | 2 802 | 2 344 | 2 421 |
| <i>Dont hiver</i> | 629 | 1 868 | 2 008 | 2 172 | 2 282 | 2 400 | 2 114 | 2 178 |

Comment l'augmentation prévue des achats de court terme affectera les coûts évités pendant les heures de plus grande charge est donc une question importante. Toutefois, elle est à mon avis prématurée. Il importe d'abord de :

- a) reconnaître que les coûts évités en énergie se distinguent entre deux grandes périodes — les heures de plus grande charge, et les autres heures. (Il reste à déterminer, à l'avenir, s'il y aura une utilité quelconque à diviser ces périodes en sous-catégories.) ;
- b) établir une méthode pour déterminer les coûts qui étaient réellement à la marge pour chacune de ces périodes pour une année historique;
- c) basé sur l'étude des résultats de cet exercice sur plusieurs années, établir une méthode pour estimer le coût évité pour chacune de ces périodes pour un avenir rapproché;
- d) réfléchir sur les changements structurels qui sont prévisibles à l'égard du rôle des achats de court terme dans les approvisionnements futurs du Distributeur, et des conséquences de ceux-ci sur les coûts évités à plus long terme.

Mon rapport, tel que déposé, a dû nécessairement se limiter aux étapes a) et b). Si les données horaires manquantes sont produites pour les années 2013 à 2016 inclusivement, tel que recommandé, je pourrais dans un complément de preuve proposer une solution pour l'étape c).

Malheureusement, l'étape d) excède la portée du présent rapport.