

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R-4057-2018

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demanderesse

- et -

REGROUPEMENT NATIONAL DES  
CONSEILS RÉGIONAUX DE  
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC

Intervenante

## ARGUMENTATION

---

### Table des matières

Sommaire des recommandations .....	2
1. Coûts évités.....	4
1.1. Pertinence de mener une réflexion approfondie sur les coûts évités .....	4
1.2. Coûts évités en puissance.....	9
1.3. Coûts évités en énergie .....	12
2. Tarification dynamique.....	16
2.1. Analyse économique.....	16
2.2. Suivis.....	18
3. Indicateurs.....	19
3.1. Indicateur de prix de marché.....	19
3.2. Indicateur sur le degré de l'utilisation de l'électricité patrimoniale .....	20

## **Sommaire des recommandations**

---

### **Recommandation 1**

Pour les fins du présent dossier, en vue d'établir le coût évité de puissance court terme :

Rouvrir l'enquête afin que le Distributeur dépose les prévisions dont il dispose quant aux prix futurs en puissance de court terme, sous pli confidentiel;

- ou -

Réaliser des projections à partir des données historiques, soit les résultats des RFP qui sont au dossier, comme l'a fait l'expert Raphals pour les coûts évités en énergie.

Pour le prochain dossier tarifaire :

Inviter le Distributeur à choisir un prévisionniste qui permet l'utilisation de ses prévisions en contexte réglementaire.

### **Recommandation 2**

Pour les fins du présent dossier et à l'avenir :

Adopter une structure de coûts évités en énergie de court terme composée d'un coût évité pour les 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), et un coût évité pour les autres heures;

Pour les fins du présent dossier :

Adopter des coûts évités de 9,22 ¢/kWh pour les 300h, et de 3,55 ¢/kWh pour les autres heures;

Pour le prochain dossier tarifaire :

Inviter le Distributeur à réaliser ses propres analyses et à proposer, au besoin, des ajustements dans le mode de détermination et/ou des valeurs des coûts évités pour les 300h et les autres heures.

### **Recommandation 3**

Approuver la proposition du Distributeur de mettre en place un crédit de pointe critique.

### **Recommandation 4**

Approuver la proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de pointe critique pour le présent dossier

Demander au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une étude de la rentabilité de l'option TPC en fonction de différents scénarios de température et de nombre d'heures durant lesquelles l'option serait appelée.

### **Recommandation 5**

Demander au Distributeur de présenter un suivi de l'application des options de tarification dynamique lors du prochain dossier tarifaire, et d'y porter une attention particulière aux éléments suivants :

- la proportion des réductions de charge dues à la tarification dynamique qui se traduit par un déplacement plutôt qu'un effacement de cette charge;
- les écarts de prix d'achats de court terme entre les période critiques et les heures qui les précèdent;
- le comportement des participants lorsque plusieurs périodes critiques se suivent;
- la mesure dans laquelle la tarification dynamique contribue au déplacement de la pointe, le cas échéant.

### **Recommandation 6**

Revenir à l'indicateur des Achats de court terme antérieur et d'inclure dans chaque dossier tarifaire un tableau récapitulatif présentant les quantités et les prix, brutes et relatifs, des achats de court terme réalisés via des transactions bilatérales et sur les bourses d'énergie, similaire au Tableau 16 du complément de preuve du RNCREQ, reproduit ci-dessous.

Fournisseur	GWh	\$ M CAD	% (GWh)	% (\$)	\$/MWh
<b>Transactions bilatérales</b>					
HQP	242.8	19.6	48%	40%	\$ 80.55
TransAlta	37.5	5.5	7%	11%	\$ 147.15
OPG	30.8	4.5	6%	9%	\$ 144.58
<b>Soustrtotal</b>	<b>311.1</b>	<b>29.5</b>	<b>62%</b>	<b>61%</b>	<b>\$ 94.92</b>
<b>Bourses d'énergie</b>					
IESO	57.5	2.8	11%	6%	\$ 47.91
NEISO	21.7	5.0	4%	10%	\$ 229.86
NYISO	114.7	11.4	23%	23%	\$ 99.74
<b>Soustrtotal</b>	<b>193.9</b>	<b>19.2</b>	<b>38%</b>	<b>39%</b>	<b>\$ 98.93</b>
<b>TOTAL</b>	<b>505</b>	<b>48.7</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 96.46</b>

### **Recommandation 7**

Remplacer l'indicateur sur le Degré de l'utilisation de l'électricité patrimoniale avec un indicateur qui mesure, pour chaque année, le volume (en GWh) et coût total (en M \$) des achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI.

# 1. Coûts évités

---

## 1.1. Pertinence de mener une réflexion approfondie sur les coûts évités

[1] Dans le dossier tarifaire précédent (R-4011-2017), la Régie constatait un changement de contexte économique et réglementaire à l'égard des coûts évités, pouvant éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le PGEÉ. Elle considérait important qu'un débat soit entrepris pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique. Elle invitait donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet, précisant que cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.

[203] La Régie constate que la détermination des coûts évités est en lien direct avec l'établissement des besoins et la stratégie d'approvisionnement. Selon le Distributeur, les coûts évités doivent d'abord être un outil d'aide à la décision, qui, à partir de « métriques simples et stables », permettent d'évaluer les coûts et les bénéfices d'un projet par rapport à la situation actuelle sans le projet, et de comparer différentes options entre elles.

[204] Comme la preuve l'a démontré dans le présent dossier, la Régie constate de nombreux changements dans l'utilisation des coûts évités depuis leur création. Les coûts évités n'ont plus comme principale finalité d'évaluer la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. Cette finalité a changé et de nombreux éléments du contexte économique et réglementaire ont modifié la nature et la notion même d'approvisionnement « à la marge ».

[205] Selon la Régie, plusieurs critiques d'intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire. L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) :

- la réforme tarifaire avec, notamment, les coûts de la puissance ou de la deuxième tranche du tarif D calibrés en fonction des coûts évités;
- l'arrivée de surplus d'énergie aboutissant à des propositions de tarifs temporaires ou de programmes commerciaux visant l'augmentation des ventes d'électricité, qui doivent pouvoir être justifiés en même temps que des programmes d'efficacité énergétique qui peuvent être perçus comme visant des objectifs contraires, si les uns comme les autres ne sont pas conçus en fonction du fait que les surplus sont à très bas coûts en dehors des périodes de pointe et que les économies d'énergie ont plus de valeur lorsqu'elles ont un impact en période de pointe;
- les besoins de puissance en croissance malgré les surplus d'énergie, conduisant à des programmes de GDP ou à l'annonce de projets de tarification dynamique, exigeant une compréhension et une analyse plus fine des coûts marginaux pendant les périodes de pointe et une remise en question de l'allocation des coûts de puissance par unité d'énergie;
- enfin, la priorisation des contrats postpatrimoniaux sur l'électricité patrimoniale dans les approvisionnements du Distributeur<sup>95</sup>, qui a provoqué des variations substantielles des coûts à la marge.

[206] C'est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. Ainsi, le coût évité de l'énergie passe de 2,8 ¢/kWh à court terme à 8,6 ¢/kWh à long terme. De même, le coût évité de la puissance à court terme passe de 20 \$/kW à 110 \$/kW à long terme. Non seulement les coûts évités de puissance et d'énergie varient indépendamment l'un de l'autre, mais les aléas dans la prévision de la demande peuvent devancer ou reculer de plusieurs années le brusque changement des coûts évités. Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « métriques simples et stables », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur.

**[208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégré proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.**

**[209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.**

**[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.** [Références omises; Nous soulignons]

- R-4011-2017, [D-2018-025](#), p. 62 à 64

[2] Le Distributeur n'a pas répondu à l'invitation de la Régie. Il n'a pas déposé de nouvelles propositions, ni dans ce dossier, ni dans un dossier distinct. Dans sa demande au présent dossier, il s'en tient à réitérer l'approche qu'il applique depuis plusieurs années. Il ne se prononce pas sur les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique, tel qu'invité à le faire par la Régie. Alors que le Distributeur affirme vouloir dissiper les inquiétudes de la Régie, nous soumettons qu'il n'en a pas suffisamment tenu compte.

L'objectif de la présente pièce est, d'une part, de faire approuver, comme à chaque année, les coûts évités du réseau intégré et des réseaux autonomes, et, d'autre part, de dissiper les inquiétudes de la Régie quant aux « incohérences apparentes » qu'elle note dans certains éléments de preuve présentés dans le dossier tarifaire 2018-2019.

Le Distributeur démontrera que, bien qu'il soit difficile d'appliquer de façon uniforme un signal de coût universel pour l'ensemble des différentes utilisations, les coûts évités ont toujours été conçus en fonction de l'évolution du contexte énergétique et utilisés de la même manière. Ils sont un outil indispensable d'aide à la prise de décision et un intrant majeur dans les analyses économiques.

(...)

Les signaux de coûts évités sont toujours exprimés en annuités croissantes afin d'obtenir des métriques simples et faciles d'utilisation qui permettent de capter, par leur niveau et par leur structure, les meilleures évaluations de la valeur future de la puissance comme de l'énergie.

- [B-0015](#), HQD-4, doc. 3, p. 6, 16

[3] En contre-interrogatoire, le Distributeur reconnaît que son approche aux coûts évités dans le présent dossier est en continuité avec son approche antérieure.

Le Distributeur a une approche sophistiquée pour calculer les coûts évités. Cette approche a été présentée en détail dans le dossier 3610-2006. Selon les réponses aux DDR, il semblerait que l'approche qui a été décrite en deux mille six (2006) est encore somme toute représentative de ce qui se fait aujourd'hui. Est-ce bien le cas?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. Effectivement.

- [A-0063](#), Notes sténographiques du 10 décembre 2018, p. 188, lignes 12 à 22.

[4] Pour justifier le maintien de son approche, le Distributeur plaide que les méthodes utilisées et les coûts évités ont été approuvés depuis longtemps; que c'est ce qui se fait depuis des années. Cet argument est insuffisant dans le contexte où la Régie a clairement identifié un changement dans la finalité pour laquelle les coûts évités sont utilisés et dans le contexte économique et réglementaire.

[5] Le Distributeur évoque également comme argument la robustesse des décisions qui découlent des analyses économiques réalisées avec ces coûts évités. La position du RNCREQ n'est pas de remettre en question la robustesse des décisions prises à ce jour, mais de s'assurer que les décisions à venir demeurent tout aussi robustes, grâce à un signal de prix qui définit le plus adéquatement possible les coûts réels de l'ajout ou du retrait d'un kWh à une heure donnée.

[6] Malgré son argumentation pour le maintien de son approche actuelle aux coûts évités, le Distributeur a reconnu la possibilité de déterminer des coûts évités pour des heures de plus grandes charges. Il explique ne pas l'avoir fait à ce jour car ce n'était pas utile, mais se dit ouvert à le faire si le déploiement d'un programme le justifiait.

Selon votre approche, est-ce que c'est possible d'évaluer le coût évité de l'ajout ou du retrait d'un kilowattheure (1 kWh) durant les trois cents (300) heures de plus grandes charges et si oui, comment?

R. Écoutez, effectivement, il pourrait y avoir des coûts évités pour des... des heures de plus grandes charges, c'est possible, on pourrait très bien déterminer des coûts évités pour les trois cents (300)... les cent (100) heures les plus chargées. Ça serait... ça serait... ça serait tout à fait faisable. Or, jusqu'à présent, nous, on ne l'a jamais fait parce qu'on en a eu jamais l'utilité. Si demain, on devait déployer un programme puis utiliser justement ces paramètres-là, on le ferait. Aujourd'hui, on utilise un coût évité annuel, on va dire, moyen, parce qu'il reflète... bien, parce qu'il répond à nos ententes puis à nos utilisations.

- [A-0063](#), Notes sténographiques du 10 décembre 2018, p. 190, ligne 9 à p. 191, ligne 2.

[7] Cette possibilité est à nouveau reconnue par le Distributeur en réponse à une question de la formation, lors de son argumentation.

...le Distributeur n'est pas fermé à ce qu'il y ait un exercice qui serait... qui serait... qui serait plus exhaustif et qui serait probablement dans un dossier à cet effet-là ou qui se ferait dans un contexte de plan d'appro peut-être, qui viderait la question. Mais c'est ça qui est important ici, c'est : est-ce qu'on va vider la question.

- Cote non attribuée, Notes sténographiques du 18 décembre 2018, p. 86, ligne 22 à p. 87, ligne 4

[8] Le dossier dans lequel cet exercice doit se tenir a déjà été identifié par la Régie dans la décision D-2018-025, où elle stipulait que la discussion était une étape préalable à celle sur la tarification dynamique, et demandait que le Distributeur dépose ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire.

[9] En ce sens, la décision D-2018-025 est la suite directe de l'avis A-2017-01 « Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel », qui stipulait :

Pour être efficace et atteindre ses objectifs, la structure tarifaire des options de tarification dynamique doit s'appuyer sur une étude détaillée des coûts marginaux pendant les heures de plus grande charge.

- R-3972-2016, [A-0038](#), Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, para 77.

[10] Outre la demande non-équivoque de la Régie en A-2017-01 et D-2018-025, le RNCREQ soumet que le présent dossier est le dossier approprié pour tenir cette réflexion puisque la tarification dynamique, en ce qu'elle tente de réduire les besoins sur les 100 heures les plus chargées, est un cas d'espèce parfait pour une analyse horaire des coûts évités.

[11] Le Distributeur soumet que seuls les coûts évités en puissance de long terme sont applicables à la tarification dynamique, et justifie cette position sur la base de l'objectif recherché par la mesure, soit le retardement d'un appel d'offre.

Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.

- [B-0030](#), HQD-13, doc. 1, p. 17, lignes 15 à 17

Mais une fois qu'on se pose cette question là, on se demande : bien quel est l'objectif de la mesure du programme ou du projet? Et là, je fais référence évidemment à la GDP, je fais référence à la tarification dynamique, c'est quoi l'objectif? Bien c'est de réduire nos

coûts de puissance, c'est de réduire l'appel de puissance. Et ça, c'est quoi? Bien c'est de retarder un appel d'offre en puissance. C'est ça l'objectif.

- Cote non attribuée, Notes sténographiques du 18 décembre 2018, p. 76, lignes 15 à 23

[12] Le RNCREQ rappelle d'abord que l'impact des options de tarification dynamique sur le bilan en puissance du Distributeur est incertain, compte tenu qu'il s'agit d'une option volontaire sans engagement ferme de la part des participants. Le Distributeur lui-même reconnaît qu'à ce stade, la quantification des avantages en termes de puissance découlant de la tarification dynamique ne peut être que théorique.

J'aimerais savoir comment vous allez quantifier cet avantage, surtout pour le CPC où il n'y a pas d'obligation de s'effacer ni de pénalité pour ceux qui ne le feraient pas. Donc si, par exemple, à échéance, vous avez cinquante mille consommateurs inscrits en CPC, sur combien de mégawatts pouvez-vous compter comme ressources en puissance?

(...)

Bien, je vais peut-être juste rappeler comme quoi on l'a inscrit dans l'état d'avancement comme étant une évaluation a priori quand même théorique, parce qu'on n'a pas encore subi une année du programme ou du tarif en question. Ça fait que, présentement, il y a une évaluation qui en est faite selon des analyses de nos instituts de recherche. Puis dès que les données vont être disponibles pour le premier hiver, on a mis en place des moyens pour évaluer l'effacement pour chacun de ces deux tarifs-là ou tarifs et crédits. Puis c'est des choses qu'on va prendre en considération s'il y a lieu de changer l'hypothèse qu'on a retenue dans l'état d'avancement actuellement.

- [A-0063](#), Notes sténographiques du 10 décembre 2018, p. 203, ligne 19 à p. 204, ligne 7.

[13] Le RNCREQ est d'avis que les coûts évités d'un projet ne doivent pas uniquement tenir compte de son objectif, mais également de ses effets. En l'espèce, la tarification dynamique a certes pour objectif de retarder un appel d'offre en puissance, mais elle aura aussi vraisemblablement pour effet de diminuer les quantités d'achat d'énergie de court terme à certaines heures. Les coûts qui s'en trouvent en conséquence évités sont réels et doivent être considérées dans l'évaluation économique de l'option.

[14] Même si la présente formation devait juger que les coûts évités en énergie de court terme ne sont pas pertinents à la tarification dynamique, le RNCREQ estime qu'il demeure opportun de réfléchir et de statuer dès maintenant sur la question des coûts évités horaires, le besoin pour cette réflexion ayant été clairement identifié par la Régie dans la décision D-2018-025. Pourquoi attendre qu'un projet nécessitant l'utilisation de coûts évités horaires se présente pour tenir cette réflexion dans la hâte, alors qu'elle peut être tenue dès maintenant, en amont? Le RNCREQ rappelle le dossier à venir sur le mesurage net, qui soulèvera ces enjeux de manière encore plus flagrante. Le RNCREQ recommande donc que le Distributeur se saisisse dès maintenant de la question en vue de proposer ses propres analyses à la Régie, basé sur les recommandations de l'expert Raphals.

[15] D'ailleurs, la position du Distributeur dans le présent dossier à l'égard du mesurage net suggère qu'il accepte la notion de coûts évités horaires, puisqu'il considère que le coût évité

applicable pour l'énergie injectée dans le réseau est de 2,96 cents/kWh, soit le prix de l'électricité patrimoniale. Personne ne doute que, même au Québec, les panneaux solaires produisent de l'énergie pendant l'hiver. Pourquoi donc ne pas attribuer à cette énergie le coût évité pour l'hiver (4,1 cents/kWh)? Le RNCREQ y voit une admission que, même en hiver, le coût évité pendant certaines heures est celui de l'électricité patrimoniale.

L'option II proposée permettrait d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau du 14 Distributeur une valeur économique reflétant le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,96 ¢/kWh en réseau intégré.

- [B-0045](#), page 35.
- [B-0015](#), page 8, lignes 8 à 12

[16] La production solaire en hiver se fait-elle uniquement pendant les heures de bas prix? Cette question devra être explorée lors du dossier à venir sur le mesurage net, mais elle ne pourra l'être que si le principe des coûts évités variables d'une heure à l'autre est déjà acquis.

## 1.2. Coûts évités en puissance

[17] Les coûts évités en puissance de long terme ont été fixés en 2017 à 108 \$/kW-hiver basés sur le prix de la soumission gagnante en A/O 2015-01. La valeur de 112 \$/kW-hiver découle directement de cette décision antérieure, et semble être justifiée. Le RNCREQ ne la conteste pas.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 20 (p. 26 du PDF)

[18] Toutefois, la question de la pertinence du coût évité en puissance de long terme pour un programme de gestion de la puissance est en délibérée dans le dossier R-4041-2018. La GDP Affaires comportant plusieurs similarités avec la tarification dynamique – tous deux sont présentés comme contribuant au bilan en puissance sans pourtant qu'il n'y ait d'engagement ferme de la part des participants – plusieurs intervenants, y compris le RNCREQ, se sont abstenus de débattre de la question dans le présent dossier.

[19] Le RNCREQ juge cependant que lorsque la décision finale du dossier R-4041-2018 sera rendue, les intervenants au présent dossier devraient avoir l'opportunité de se prononcer sur l'applicabilité de cette décision à la tarification dynamique. Il invite par conséquent la Régie à permettre aux intervenants du présent dossier de présenter des observations écrites à ce sujet, suite à la décision en R-4041-2018.

[20] À ce sujet, l'expert du RNCREQ est d'avis que les coûts évités en puissance de long terme devraient être reconnus comme au moins partiellement pertinents aux mesures de gestion de la demande en puissance, incluant la tarification dynamique.

[J]usqu'à quel point une mesure de gestion de la demande puissance affecte les coûts évités à long terme? Mais c'est précisément cette question qui était au... qui est au coeur du dossier 4041 qui est en délibéré. Alors, je pense que ça ne serait pas approprié d'en traiter ici, d'essayer de vous saisir de cette même question, mais juste pour vous mentionner que

ma perspective de ça par rapport au GDP affaires, comme par rapport à la tarification dynamique, est que : oui dans un sens.

Dans un sens, ces mesures affectent les besoins à long terme mais donc le signal de long terme puissance est pertinent mais par contre, il n'affecte pas de la même façon que d'acquérir une ressource ou un kilowatt ferme de puissance est connu. Et donc, la juste réponse se trouve quelque part entre ces deux réponses.

- [A-0075](#), Notes sténographiques du 17 décembre 2018, p. 85, ligne 16 à p. 86, ligne 9.

[21] Concernant les coûts évités en puissance de court terme, il est difficile de justifier la valeur proposée de 20\$/kW-hiver. En réponse à la DDR du RNCREQ, le Distributeur explique que cette valeur reflète le coût attendu des approvisionnements en puissance de type UCAP sur le marché de court terme. Toutefois, le Distributeur n'ayant pas directement accès aux encans, la valeur tient compte des prix obtenus lors des appels d'offre.

Le signal de coût évité en puissance reflète le coût attendu, selon l'estimation du Distributeur, des approvisionnements en puissance de type UCAP sur le marché de court terme. L'évaluation de ce coût repose notamment sur les prix attendus sur les marchés, tout en considérant que le Distributeur n'a pas directement accès aux encans pour ces produits mais doit plutôt procéder par appels d'offres.

- [B-0076](#), Réponse du Distributeur à la DDR no1 du RNCREQ, p. 11

[22] Le RNCREQ a étudié l'historique des achats du Distributeur de produits de type UCAP et constate que les prix des encans mensuels sont significativement inférieurs à la valeur de 20\$/kW-hiver. Il en va de même des prix des *requests for proposal* (RFP) annuels qui, le Distributeur le confirme, outre leur échéance, fonctionnent exactement comme les appels d'offre. Rappelons que les prix des RFP étaient de moins de 0,50\$/kW-mois en 2017.

Ensuite, si je regarde la colonne RFP deux mille quinze (2015). Qu'est-ce qu'on retrouve dans cette colonne-là? Est-ce que ce sont des quantités qui ont été acquises au-delà de ce qui était déjà entendu dans l'appel d'offres?

R. Effectivement. Donc, à chaque hiver, avant l'hiver, on va réévaluer nos besoins en puissance. Donc, c'est des quantités qui ont été ajustées à la marge pour refléter les besoins spécifiques à ces années là. Donc, c'est vraiment des transactions qu'on va dire d'achats de type UCAP faites à chaque année de façon récurrente par le Distributeur lorsqu'il y a des besoins.

Q. [249] Puis d'un point de vue de la mécanique du processus d'acquisition, est-ce qu'il y a une différence dans la manière dont l'appel d'offres est fait versus le Request for Proposal, j'imagine, RFP? Le processus est-il identique?

R. La seule différence qu'il y a, c'est les mêmes produits, c'est la... pas la durée, mais c'est l'échéance. Donc, le RFP est fait quelques mois avant l'hiver. C'est la seule différence.

- [A-0063](#), Notes sténographiques du 10 décembre 2018, p. 185, ligne 16 à p. 186, ligne 12.

[23] Le Distributeur n'a fourni aucune preuve justifiant cette valeur élevée pour les coûts évités en puissance de court terme. Il semble donc que c'est l'appel d'offres 2014-01 qui fait une pression à la hausse sur cette valeur, ce dernier ayant donné lieu à des prix beaucoup plus élevés que les prix de court terme au marché UCAP à New York. L'appel d'offre 2014-01 s'est terminé cette année. Le RNCREQ est d'avis qu'il n'est par conséquent plus pertinent pour justifier le maintien d'une valeur si élevée.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 23 (p. 29 du PDF)

[24] D'ailleurs, en matière de coûts de puissance, le Distributeur reconnaît que les coûts historiques ne constituent pas une bonne référence pour anticiper les prix futurs puisque ces derniers sont tributaires de la conjoncture et de la disponibilité des équipements en place dans les marchés, lesquels sont en constante évolution.

- [A-0067](#), Notes sténographiques du 11 décembre 2018, p. 129 à 131.

[25] L'expert Raphals est aussi d'avis que, lorsque des prévisions sont disponibles, il est préférable de baser les coûts évités sur les prix futurs.

Mais, en général, évidemment avec les coûts évités, on aimerait... on parle du futur, donc on aimerait avoir une prévision basée sur quelque chose de plus solide, le plus ancré possible pour le futur.

Il y a eu des débats au fil des ans pour les coûts évités à long terme. Jusqu'à quel point ça devrait être la prochaine ressource? À quel point ça devrait être le prix du dernier appel d'offres ou les soumissions du dernier appel d'offres.

Selon moi, ce sont toutes des options valables. Si c'est possible vraiment de connaître... si on a une bonne vision de l'avenir, alors c'est toujours la meilleure chose. Mais, si on n'en a pas, bon, le dernier appel d'offres est effectivement un signe.

- [A-0075](#), Notes sténographiques du 17 décembre 2018, p. 147, ligne 14 à p. 148, ligne 5.

[26] Le Distributeur indique qu'il dispose de telles prévisions.

Le Distributeur précise que le prix de 20 \$/kW-hiver n'est pas déterminé selon un calcul précis. Toutefois, d'une part, ce signal repose sur la connaissance du Distributeur concernant les prix de puissance de produits de type UCAP sur le marché de New York, et notamment sur les prévisions d'ESAI Power LLC présentées dans le rapport Capacity Watch. Ce rapport ne peut être diffusé par le Distributeur pour des raisons de droits de licence.

- [B-0087](#), HQD-14, doc. 9.1, p. 3.

Le signal de court terme reflète le coût d'un approvisionnement en puissance de type UCAP. Il est estimé par le Distributeur et repose sur sa connaissance des prix de puissance pour ce type de produit et sur les prévisions d'organismes spécialisés.

- [B-0155](#), Argumentation du Distributeur, para 169

[27] Toutefois, il n'a rien fait pour les communiquer à la Régie, ni pour la convaincre qu'elles justifient la valeur proposée. L'enjeu de droits de licence qu'il soulève aurait pu aisément être solutionné par le dépôt d'une preuve confidentielle, accessible aux intervenants sur entente de confidentialité.

[28] La Régie ne peut faire un acte de foi et présumer que la valeur proposée par le Distributeur est justifiée selon ses prévisions confidentielles. Le RNCREQ invite la Régie à réagir de l'une ou l'autre des façons suivantes face à cette preuve insuffisante :

- A. Rouvrir l'enquête afin que le Distributeur dépose les prévisions dont il dispose, sous pli confidentiel.
- B. Réaliser des projections à partir des données historiques, soit les résultats des RFP qui sont au dossier, comme l'a fait l'expert Raphals pour les coûts évités en énergie.

Maintenant, on pourrait simplement dire qu'on ne connaît aucunement les prix futurs d'un marché de puissance, donc il faut vivre avec l'historique. Et on peut faire finalement la même chose pour le coefficient [*sic* – « coûts évités »] de puissance, que j'avais proposé pour les coûts évités en énergie, et regarder le passé et on peut faire la moyenne des coûts RFP dans les derniers trois ans. Mais je pense qu'il existe des outils pour faire mieux et je vous invite simplement à faire une preuve qui explique ça et qui propose un chiffre qui est basé sur ça.

- [A-0075](#), Notes sténographiques du 17 décembre 2018, p. 140, lignes 8 à 19.

### Recommandation 1

**Pour les fins du présent dossier, en vue d'établir le coût évité de puissance court terme :**

**Rouvrir l'enquête afin que le Distributeur dépose les prévisions dont il dispose quant aux prix futurs en puissance de court terme, sous pli confidentiel;**

**- ou -**

**Réaliser des projections à partir des données historiques, soit les résultats des RFP qui sont au dossier, comme l'a fait l'expert Raphals pour les coûts évités en énergie.**

**Pour le prochain dossier tarifaire :**

**Inviter le Distributeur à choisir un prévisionniste qui permet l'utilisation de ses prévisions en contexte réglementaire.**

### 1.3. Coûts évités en énergie

- A. Comme l'a indiqué l'expert Raphals dans la présentation de sa preuve, l'approche du Distributeur pour le calcul des coûts évités reposent sur trois prémisses mal fondées :
  - Achats de court terme pendant toutes les heures d'hiver

- Prix sur les marchés externes restent stables pendant tout l'hiver
- Aucun achat de court terme hors hiver

- [C-RNCREQ-0033](#), Présentation du RNCREQ, p. 3

B. La preuve de l'expert Raphals a en effet démontré qu'une portion non négligeable des achats de court terme a lieu lors des heures hors-hiver et que des achats de court terme n'ont pas systématiquement lieu lors de toutes les heures d'hiver.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 26 à 32 (p. 32 à 38 du PDF)

C. Quant au prix sur les marchés, le Distributeur reconnaît leur variabilité et le fait qu'ils sont beaucoup plus élevés à la pointe.

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. [Nous soulignons]

- R-4011-2017, [B-0115](#), p. 11. (référence faite dans le présent dossier en [B-0076](#), p. 4)

D. Pour qu'ils remplissent leur rôle, les coûts évités doivent permettre d'établir un signal de prix qui représente le plus adéquatement possible la réalité des coûts.

E. Compte tenu de l'unicité de la structure patrimoniale, le coût évité varie d'heure en heure. Durant les heures où le Distributeur fait des achats de court terme, c'est le prix de ces achats qui peut être évité. Pendant les autres heures, c'est le prix de l'électricité patrimoniale qui peut être évité. Toujours en raison des particularités du régime québécois, ces heures se répartissent selon un patron unique où la grande majorité des heures sont au coût de l'électricité patrimoniale.

F. Cette structure unique des coûts évités au Québec a été constatée par deux experts dans deux dossiers précédents.

*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.*

- R-3972-2016, [C-HQD-005](#), Christensen Associates Energy Consulting, *A review of the retail Tariffs of Hydro-Québec Distribution*, p. 46.

*HQD's marginal energy and capacity prices are nearly flat over all hours except around winter peaks.*

- R-3986-2016, [C-RNCREQ-0021](#), Hopkins, A., *Best Practices in Utility Demand Response Programs*, p. 42.

G. Les affirmations de ces experts sont confirmées par l'analyse quantitative réalisée par l'expert Raphals, qui mène à la conclusion que les achats de court terme et les prix élevés se concentrent sur les heures de plus grande charge.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 32 (p. 38 du PDF)

H. Cette variabilité dans les coûts horaires étant constatée, le défi est de la généraliser pour en faire un outil économique utile. Cette généralisation se fait via l'utilisation d'un facteur de différenciation. Selon la méthode du Distributeur, cette différenciation est établie entre l'hiver et les autres mois, et selon les heures de pointe et les heures hors pointes.

Afin de refléter, dans l'utilisation des coûts évités d'énergie de court terme, les conditions du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne, une différenciation entre les heures en pointe (de 6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures) est considérée.

- [B-0015](#), HQD-4, doc. 3, p. 9

I. Ce que le Distributeur qualifie de marché de référence n'est toutefois pas une référence appropriée étant donné l'unicité du régime québécois. Il en résulte que les facteurs de différenciation utilisés par le Distributeur ne représentent pas adéquatement les variations de coûts évités propres à la réalité québécoise.

J. L'expert Raphals a exploré cette question en testant différents facteurs de différenciation. Ses analyses démontrent que c'est la différenciation selon la fine pointe qui permet de distinguer le plus clairement les heures où les coûts évités sont les plus hauts de celles où ils sont les plus bas.

Cela dit, la différenciation selon la fine pointe (300h) distingue les coûts évités encore plus clairement. Les coûts évités pendant la fine pointe dépassaient ceux pendant les autres heures par environ 120% à 150%, dans les années de faibles achats de court terme, et de 200% à 605% dans les années de forts achats. Ces résultats frappants reflètent et confirment les commentaires des experts Christensen et Hopkins, cités auparavant.

L'effet est encore plus marqué pour les 100h. Les coûts évités pendant ces heures dépassaient ceux pendant les autres heures par **220% à 260%** dans les années de faibles achats de court terme, et par **300% à 670%** dans les années de forts achats.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 6 (p. 12 du PDF)

K. À partir de cette constatation, il propose les coûts évités en énergie de court terme suivants :

Si on définit la « fine pointe » selon le 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), le coût évité serait de 92,2 \$, et celui pour les autres heures serait de 35,5 \$/MWh. Pour les 100h de plus grande charge, le coût évité serait de 123 \$/MWh.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 43 (p. 49 du PDF)

L. Le coût évité moyen sur toutes les heures de l'année selon cette approche serait quant à lui de 3,7 ¢/kWh, comparé au 3,3 ¢/kWh selon l'approche du Distributeur. Ainsi l'adoption de cette approche ne bouleverserait pas les analyses faites par le Distributeur sur la base de ses coûts évités actuels, dont le RNCREQ ne remet pas en question la robustesse.

M. L'approche proposée par l'expert Raphals comporte l'avantage d'être flexible et de pouvoir s'adapter à différents usages pour les coûts évités. Ainsi, puisque la tarification dynamique vise les 100h de plus haute charge, l'expert s'est appuyé sur les coûts évités de ces 100h pour en évaluer la rentabilité. À ce titre, la méthode proposée répond aux préoccupations exprimées par la Régie dans la décision D-2018-025 à l'effet que « Les coûts évités n'ont plus comme principale finalité d'évaluer la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. » et que « L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique ».

- R-4011-2017, [D-2018-025](#), p. 62

N. En contre-interrogatoire, le Distributeur a questionné M. Raphals sur son choix de retrancher les données de l'année 2014 pour établir les coûts évités qu'il recommande d'adopter. Mentionnons d'abord que l'expertise de M. Raphals ne visait pas à imposer une formule rigide d'établissement des coûts évités, mais à proposer une approche tenant adéquatement compte de leur variabilité horaire .

O. En vue d'émettre des recommandations pour le présent dossier, M. Raphals a retenu la méthode qui, selon son jugement d'expert, était la plus appropriée en fonction des données historiques. Ceci impliquait le retrait de l'année 2014, qui présentait des résultats significativement divergents des autres années, en vue de proposer des coûts évités plus conservateurs. L'étude de données historiques couvrant une plus longue période pourrait donner un portrait différent de la situation. C'est pourquoi il recommande au Distributeur de réaliser ses propres études, ayant accès à davantage de données, pour le prochain dossier tarifaire.

Q. [89] Pour vous, ça serait quoi les critères qui permettraient de déterminer si une année est atypique?

R. C'est une question de jugement. Si on faisait dix ans plutôt que cinq et on voyait deux ou trois ans avec des chiffres comme ça, je changerais mon idée, je dirais que bien, non, c'est moins... Par exemple, l'année deux mille sept (2007) avait l'air vraiment atypique avec cette demande énorme à la fin décembre, mais en regardant cinq ans, on voit que : « Ah! Il y a d'autres années aussi où il y a une demande très grande à la fin de décembre. » Alors, tout est relatif. J'essaie de composer avec les éléments qui sont là, et avec ces éléments- là...et aussi, j'essaie d'être conservateur. Je pense que c'est plus conservateur d'enlever l'année deux mille quatorze (2014) que de l'inclure.

- [A-0075](#), Notes sténographiques du 17 décembre 2018, p. 131, ligne 18 à p. 132, ligne 9.

## Recommandation 2

**Pour les fins du présent dossier et à l'avenir :**

**Adopter une structure de coûts évités en énergie de court terme composée d'un coût évité pour les 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), et un coût évité pour les autres heures;**

**Pour les fins du présent dossier :**

**Adopter des coûts évités de 9,22 ¢/kWh pour les 300h, et de 3,55 ¢/kWh pour les autres heures;**

**Pour le prochain dossier tarifaire :**

**Inviter le Distributeur à réaliser ses propres analyses et à proposer, au besoin, des ajustements dans le mode de détermination et/ou des valeurs des coûts évités pour les 300h et les autres heures.**

## 2. Tarification dynamique

---

### 2.1. Analyse économique

- P. Le RNCREQ accueille favorablement la proposition de tarification dynamique du Distributeur, qui s'inscrit dans la continuité des recommandations faites par le RNCREQ qui a été le premier à introduire cette idée à la Régie dans le dossier R-3864-2013.
- R-3864-2013, [C-RNCREQ-0021](#), Rapport d'analyse externe amendé, p. 19 à 21.
- Q. En simulant l'application de la tarification dynamique aux années historiques 2013 à 2017, l'expert du RNCREQ a conclu que la tarification dynamique aurait été un outil précieux pour répondre aux besoins et réduire les coûts importants liés aux achats de court terme, en particulier lors d'années froides.
- [C-RNCREQ-0033](#), Présentation du RNCREQ, p. 28 à 33 (p. 27 à 32 du PDF)
- R. L'expert du RNCREQ a analysé les coûts évités de l'option CPC conformément à l'approche qu'il recommande en la matière.
- S. Compte tenu que les options de tarification dynamique sont volontaires et ne comportent pas d'engagement à long terme de s'effacer, on ne peut présumer que chaque client réduira sa consommation sur chaque période critique, ni savoir par combien. Le Distributeur prévoit une réduction moyenne de 0,8 kW par participant, mais il ne présente aucune preuve à l'appui de cette estimation.

- T. Tenant compte de cette incertitude, l'expert Raphals a adopté une approche conservatrice et a appliqué un *derating* de 50% sur les coûts évités de long terme en puissance. Il obtient des coûts évités de puissance de long terme de 54 \$ / kW-hiver ou 0,54\$ / kWh pour les 100h visée par la tarification dynamique, ce qui demeure dans l'ordre de grandeur du crédit accordé par l'option CPC.
- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 11 (p. 17 du PDF)
- U. Pour les motifs expliqués plus haut, l'expert Raphals est d'avis que les coûts évités en énergie doivent être ajoutés aux coûts évités en puissance pour l'évaluation économique de la tarification dynamique.
- V. Les coûts évités en énergie de la tarification dynamique, qui sont nécessairement horaires vu l'objectif du programme de réduire la consommation aux heures de plus hautes charges, varient selon que la tarification dynamique mènera à un effacement ou un déplacement de la consommation. S'il y a effacement, ils équivalent aux coûts évités en énergie des 100h de plus grande charge, calculés par l'expert à 0,123\$/kWh. S'il y a déplacement, ils équivalent à l'écart entre le coût évité pendant la période critique et les périodes vers lesquelles la consommation est déplacée.
- W. Dans les deux cas, compte tenu que les coûts évités en énergie viennent s'ajouter aux coûts évités en puissance, que l'expert a déjà jugés être du même ordre que le crédit accordé pour l'option CPC, le RNCREQ juge que l'option CPC satisfait l'analyse économique.

### Recommandation 3

#### **Approuver la proposition du Distributeur de mettre en place un crédit de pointe critique.**

- X. L'expert n'a pas réalisé d'analyse économique de l'option TPC. Il soulève néanmoins une préoccupation quant à sa rentabilité en cas d'hivers cléments, où les options de tarification dynamique seraient appelées moins souvent.
- Y. Compte tenu du déploiement graduel des options de tarification dynamique, de l'engagement du Distributeur à en effectuer un suivi auprès de la Régie, de l'intention explicite du Distributeur de tenter d'utiliser au maximum les heures de pointe critique du TPC et du support général du RNCREQ envers la tarification dynamique, le RNCREQ juge que le risque identifié par l'expert ne pose pas obstacle à l'approbation de l'option TPC au présent dossier.

Comme le calibrage du TPC assure une neutralité tarifaire pour 100 heures de pointe critique, le Distributeur tendra à utiliser au maximum les heures de pointe critique prévues dans les modalités de ce tarif par souci d'équité envers le reste de la clientèle.

- [B-0062](#), HQD-14, doc. 1.1, p. 123, lignes 19 à 22.

Il est prévu de revenir à la Régie présenter des résultats, donc année après année, donc notamment estimé ou faire les constats, montrer les résultats notamment au niveau de l'effacement par client.

- [A-0063](#), Notes sténographiques du 10 décembre 2018, p. 205, lignes 9 à 12.

#### **Recommandation 4**

**Approuver la proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de pointe critique pour le présent dossier**

**Demander au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une étude de la rentabilité de l'option TPC en fonction de différents scénarios de température et de nombre d'heures durant lesquelles l'option serait appelée.**

#### **2.2. Suivis**

- Z. La simulation de l'application de la tarification dynamique aux années historiques a permis d'identifier des périodes durant lesquelles tout porte à croire que le Distributeur aurait généré plusieurs événements de période critique consécutifs. Le RNCREQ anticipe que de tels événements entraîneront un effritement de la réduction de la consommation des participants. Un tel effritement, en ce qu'il entraînera une réduction des bénéfices pour les participants au CPC et une augmentation des coûts pour les participants au TPC, pourrait compromettre la participation des clients à plus long terme.
- AA. Le Distributeur s'est déjà engagé à faire un suivi de l'application des options de tarification dynamique. Le RNCREQ juge que ce suivi devrait traiter des préoccupations soulevées par l'expert Raphals.

#### **Recommandation 5**

**Demander au Distributeur de présenter un suivi de l'application des options de tarification dynamique lors du prochain dossier tarifaire, et d'y porter une attention particulière aux éléments suivants :**

- **la proportion des réductions de charge dues à la tarification dynamique qui se traduit par un déplacement plutôt qu'un effacement de cette charge;**
- **les écarts de prix d'achats de court terme entre les période critiques et les heures qui les précèdent;**
- **le comportement des participants lorsque plusieurs périodes critiques se suivent;**
- **la mesure dans laquelle la tarification dynamique contribue au déplacement de la pointe, le cas échéant.**

### 3. Indicateurs

---

#### 3.1. Indicateur de prix de marché

BB. Concernant l'indicateur de prix de marché, le RNCREQ est d'accord avec le Distributeur quant à l'inutilité de l'indicateur des Achats de long terme. **Il en recommande par conséquent l'abandon.**

CC. L'indicateur des Achats de court terme a été modifié au dossier R-3980-2016 afin d'utiliser les prix du marché de la Nouvelle-Angleterre (NE) pour les achats de court terme lorsque les achats dépassent les 1100 MW. La modification était basée sur la prémisse que les achats au-delà des 1100 MW disponibles à NY viendraient surtout du marché NE.

DD. Cette prémisse elle mal fondée car elle ne tient pas compte du rôle d'HQP qui est le plus important fournisseur d'achats de court terme.

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 59 (p. 65 du PDF)

#### Recommandation 6

**Revenir à l'indicateur des Achats de court terme antérieur et d'inclure dans chaque dossier tarifaire un tableau récapitulatif présentant les quantités et les prix, brutes et relatifs, des achats de court terme réalisés via des transactions bilatérales et sur les bourses d'énergie, similaire au Tableau 16 du complément de preuve du RNCREQ, reproduit ci-dessous.**

Fournisseur	GWh	\$ M CAD	% (GWh)	% (\$)	\$/MWh
<b>Transactions bilatérales</b>					
HQP	242.8	19.6	48%	40%	\$ 80.55
TransAlta	37.5	5.5	7%	11%	\$ 147.15
OPG	30.8	4.5	6%	9%	\$ 144.58
<b>Soustrtotal</b>	<b>311.1</b>	<b>29.5</b>	<b>62%</b>	<b>61%</b>	<b>\$ 94.92</b>
<b>Bourses d'énergie</b>					
IESO	57.5	2.8	11%	6%	\$ 47.91
NEISO	21.7	5.0	4%	10%	\$ 229.86
NYISO	114.7	11.4	23%	23%	\$ 99.74
<b>Soustrtotal</b>	<b>193.9</b>	<b>19.2</b>	<b>38%</b>	<b>39%</b>	<b>\$ 98.93</b>
<b>TOTAL</b>	<b>505</b>	<b>48.7</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 96.46</b>

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 59 (p. 65 du PDF)

### 3.2. Indicateur sur le degré de l'utilisation de l'électricité patrimoniale

EE. Notre expert a démontré la relation entre les achats de court terme, les dépassements et l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI).

- [C-RNCREQ-0029](#), Complément de preuve du RNCREQ (rapport révisé), p. 61-62 (p. 67-68 du PDF)

FF. L'objectif de l'indicateur est de pouvoir répondre à la question suivante : jusqu'à quel point les achats de court terme ont-ils directement contribué à l'ÉPI? Tout en sachant qu'il est impossible de réduire ces montants à zéro, il demeure pertinent de les suivre afin d'évaluer la performance annuelle du Distributeur en termes d'optimisation des achats de court terme. Cette évaluation peut être faite en comparant les achats réels et le scénario de référence.

GG. Le Distributeur s'oppose à cet indicateur et mentionne que la Régie lui avait donné raison en D-2017-022. Le RNCREQ rappelle que la formation qui a rendu cette décision ne bénéficiait pas de l'expertise de M. Raphals et donc n'a pas pris en considération la distinction entre l'ÉPI « inévitable » et celle causée par des achats de court terme excédentaires.

- [C-RNCREQ-0033](#), Présentation du RNCREQ, p. 46 (p. 45 du PDF)

HH. Le Distributeur affirme également que les achats de court terme seraient entièrement dictés par les aléas, climatiques ou techniques, laissant entendre que ses décisions en la matière sont quasi-automatiques et ne peuvent par conséquent pas être remis en question.

Il y a toujours une explication, il y a toujours une explication parce que les achats de court terme sont seulement... ou en fait sont « drivés », excusez, pardonnez-moi l'anglicisme, par les aléas. Par les aléas climatiques, par les aléas sur les équipements. Tout le temps. Et ça, la preuve est claire. Ça fait des années qu'on fait la démonstration.

- Cote non attribuée, Notes sténographiques du 18 décembre 2018, p. 64, lignes 7 à 15

II. Le RNCREQ s'inscrit en faux contre cette proposition. Les choix de quantité d'achats de court terme font intervenir le jugement du Distributeur, qui doit trouver le juste équilibre entre l'objectif d'éviter des dépassements et celui de minimiser le coût de service. Il n'est pas déraisonnable de s'attendre à ce que le Distributeur soit imputable de l'exercice de ce jugement.

JJ. D'ailleurs, le RNCREQ note que le Distributeur justifie l'indicateur de prix de marché par le fait qu'il permet de comparer sa stratégie d'approvisionnement à une stratégie passive. Le RNCREQ s'étonne par conséquent que le Distributeur s'oppose à un indicateur qui permettrait de préciser le degré de succès de cette stratégie.

Je reviens peut-être au but de cet indicateur-là, le but de l'indicateur, c'est un peu de voir une stratégie passive où on aurait, on ferait seulement des transactions sur les bourses là. Donc, on vient ici démontrer que les achats qu'on fait, autre part, en se comparant aux

achats effectués sur Bourse, bien, sont bénéfiques puis ils viennent minimiser les coûts justement pour la clientèle.

- [A-0063](#), Notes sténographiques du 10 décembre 2018, p. 210, lignes 16 à 24.

<b>Recommandation 7</b>
-------------------------

**Remplacer l'indicateur sur le Degré de l'utilisation de l'électricité patrimoniale avec un indicateur qui mesure, pour chaque année, le volume (en GWh) et coût total (en M \$) des achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI.**

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.