

No. : R-4307-2025

**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE ET
DISTRIBUTION (HQTD)**

Demandeur

et

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS
RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC -et- Als.**

Intervenants

**R-4307-2025 - DEMANDE DU DISTRIBUTEUR POUR LA
RÉVISION TARIFAIRE DES ANNÉES 2026-2027, 2027-2028 ET 2028-2029**

VOLET 1

PLAN D'ARGUMENTATION DU RNCREQ

21 JANVIER 2026

I. INTRODUCTION

1. Dans ce dossier, le RNCREQ a abordé cinq (5) sujets :
 - a) La stratégie du Distributeur de hausser le tarif D uniformément sur ses deux tranches, plutôt qu'une hausse différenciée entre la première et la deuxième tranche;
 - b) Le tarif pour surconsommateurs;
 - c) Les programmes de subvention des panneaux solaires;
 - d) Les approvisionnements (long terme et court terme);
 - e) Les coûts évités en énergie (long terme et court terme);

II. HAUSSES ET STRATÉGIES TARIFAIRES

2. Pour les trois (3) prochaines années tarifaires, le Distributeur propose d'appliquer les hausses du tarif D uniformément sur les deux tranches, et ce, puisque ce sont les composantes sur lesquelles « les consommateurs peuvent agir et ainsi encourager les clients domestiques à revoir leur consommation [...] »;
 - [B-0006](#), p. 6;
3. Dans sa mission de concilier tous les intérêts énumérés à l'[article 5](#) de la LRÉ et dans son devoir de fixer des tarifs justes et raisonnables, la Régie doit toujours chercher quelle est la meilleure approche pour appliquer une hausse tarifaire;
4. Les stratégies tarifaires doivent être adoptées à la lumière du contexte qui leur est propre;
5. À compter de 2006, et ce, jusqu'en 2017, la Régie maintenait une stratégie de hausse différenciée entre les deux tranches du tarif D, où la hausse était deux fois plus importante sur la deuxième tranche que sur la première;
 - [D-2016-033](#), par. 848;

6. L'objectif de cette stratégie visait à ce que le prix de la 2^e tranche se rapproche davantage du coût évité de long terme du chauffage;

➤ [D-2016-033](#), par. 848;

7. Bien que dans sa décision D-2016-033, la Régie notait que l'objectif n'était pas atteint et qu'au contraire, l'écart se creusait entre « le prix de la 2^e tranche d'énergie et le coût évité de long terme en énergie et en puissance pour le chauffage », elle maintenait néanmoins sa stratégie de hausse différenciée;

➤ [D-2016-033](#), par. 853;

8. L'année suivante, dans la décision D-2017-022, la Régie résumait comme suit la proposition du Distributeur à l'époque :

[645] Le Distributeur affirme qu'en raison des nouveaux éléments de contexte, soit une prévision de la demande plus faible, ce qui accroît les surplus énergétiques et justifie la révision des coûts évités en puissance, il convient « de ralentir le rythme de croissance du prix de la 2e tranche et d'appliquer en 2017 une hausse uniforme des prix d'énergie ».

[soulignement ajouté dans l'original, note omise]

➤ [D-2017-022](#), par. 645;

9. Il est intéressant de noter que ce qui motivait le Distributeur à proposer une hausse uniforme des prix d'énergie à ce moment était sa prévision de la demande qu'il voyait diminuer et l'accumulation de surplus énergétiques;

10. Cela dit, en 2017, la Régie a néanmoins maintenu le concept d'une hausse différenciée, mais a accepté d'en ralentir le rythme;

[649] La Régie maintient donc le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, **mais ralentit le rythme de croissance de la 2e tranche à 1,5 fois** plus qu'en 1re tranche, soit à 60 % en 2e tranche et 40 % en 1re tranche.

➤ [D-2017-022](#), par. 649;

11. Dans le dossier tarifaire 2019-2020, la Régie constatait qu'il y avait pratiquement une parité entre le prix de la 2^e tranche (9,12 ¢/kWh) et le coût évité de long terme du chauffage (9,11 ¢/kWh);

➤ [D-2019-027](#), par. 659;

12. La Régie a donc approuvé à ce moment la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie;

➤ [D-2019-027](#), par. 664;

13. Or, le contexte a beaucoup changé depuis 2019;

14. Tout d'abord, les surplus énergétiques de l'époque n'existent plus et les prévisions de la demande sont en hausses;

15. Plus important encore : l'écart entre le prix de la 2^e tranche et le coût évité de long terme du chauffage est bien plus grand maintenant qu'il ne l'était en 2016 ou 2017;

16. Comme l'a relevé M. Raphals dans sa preuve et dans son témoignage, le prix en 2^e tranche représente actuellement environ 60% du coût évité de long terme pour le chauffage;

➤ [C-RNCREQ-0014](#), p. 3, Tableau 1;

➤ Philip Raphals, N.S., 16 janvier 2026 ([A-0055](#)), p. 74-75;

17. Il en résulte que du point de vue d'un client, le coût marginal pour se chauffer à l'électricité se situe entre 11 et 12 ¢/kWh, alors qu'il en coûte entre 19 et 20 ¢/kWh au Distributeur pour le desservir;

18. Un tel écart n'est pas souhaitable et s'éloigne de l'objectif qui guide la stratégie tarifaire depuis 2006;

19. Le RNCREQ soumet qu'une hausse uniforme envoie simplement le signal que l'électricité coûte plus cher aujourd'hui qu'elle ne le coûtait hier, alors que c'est plutôt une hausse différenciée entre la deuxième et la première tranche qui envoie le signal aux consommateurs que plus ils consomment, plus ils paient pour leur énergie et qu'ils gagneraient à réduire leur consommation;

20. Dans ce contexte, la stratégie tarifaire de hausse uniforme adoptée en 2019 ne tient plus et l'on doit retourner à une stratégie de hausse différenciée;

21. Pour ce faire, la Régie a différentes options :

a) Elle peut reprendre l'approche qui était suivie entre 2006 et 2017 et appliquée une hausse deux fois plus importante en 2^e tranche qu'en 1^{ère};

- b) Elle peut aussi appliquer la hausse uniquement sur la 2^e tranche, pour réduire davantage l'écart avec le coût évité de long terme;
 - c) Elle peut diminuer la redevance, ce qui accentuerait encore plus le signal de prix de la 2^e tranche;
 - d) Elle peut aussi moduler à sa discrétion les approches ci-avant;
22. L'essentiel demeure néanmoins d'améliorer le signal de prix sur la 2^e tranche;
- 23. Le RNCREQ recommande donc à la Régie d'appliquer une hausse différenciée entre le prix de l'énergie de la 1^{ère} et de la 2^e tranche du tarif D, et ce, afin d'envoyer le bon signal de prix;**

III. TARIF POUR SURCONSOMMATEURS

24. Le RNCREQ est entièrement d'accord avec l'objectif poursuivi par le Distributeur qui consiste à « envoyer un signal de prix à la clientèle domestique la plus énergivore afin de l'inciter à réduire sa consommation »;
- [B-0006](#), p. 13-14;
25. Cela dit, le moyen que propose le Distributeur pour parvenir à cet objectif est d'instaurer un nouveau tarif pour surconsommateurs et celui-ci est problématique à deux niveaux :
- a) Il inclut la clientèle agricole qui n'est pourtant pas visée par les objectifs du tarif; et
 - b) Il ne respecte pas le principe de la causalité des coûts;
26. Tout d'abord, le RNCREQ insiste sur l'incohérence d'inclure la clientèle agricole au tarif DS;
27. Comme le reconnaît le Distributeur, le tarif pour surconsommateurs vise les usages domestiques :

« Q. [39] Et dans votre conception de ce que devrait être le tarif pour surconsommateurs, est-ce que c'est exact que ce sont les usages domestiques qui sont visés principalement?

R. Domestiques, oui. »

➤ Sarah Trabelsi, N.S., 13 janvier 2026 ([A-0048](#)), p. 164

28. Or, les activités agricoles ne constituent pas des usages domestiques. Ce n'est que par une mécanique de renvoi textuel que la clientèle agricole se trouve assujettie au tarif D :

2.13. Exploitation agricole

L'électricité livrée à une exploitation agricole est assujettie à un tarif domestique.

[...]

➤ [Tarifs d'électricité 2025](#), p. 16.

29. Les activités agricoles ne cadrent pas non plus avec les objectifs du tarif qui sont de décourager les usages énergivores et encourager les « bons comportement » ([B-0006](#), p. 13, citant la Priorité 2 du Plan d'action 2035);

30. On ne saurait prétendre que les activités agricoles ne sont pas des « bons comportements » ou qu'ils doivent être découragés – bien au contraire - et ce, même s'ils demeurent des clients avec une consommation énergétique importante;

31. D'ailleurs, la clientèle agricole étant naturellement plus « commerciale » que « résidentielle », elle a déjà tout avantage à réduire sa consommation, et donc, ses dépenses d'exploitation;

32. Or, malgré les nombreuses préoccupations indiquées par les intervenants (incluant le RNCREQ) dans le cadre du dossier R-4270-2024, phase 4, le Distributeur n'a pas modulé sa proposition de tarif DS pour qu'elle tienne compte de l'écart structurel qui existe entre les entreprises agricoles et les consommateurs domestiques réguliers;

33. Dans le présent dossier, malgré les DDR et les témoignages en audiences, le Distributeur n'a pas offert de justification au fait que la clientèle agricole soit surreprésentée dans le tarif DS (19% de la clientèle agricole vs 1% de la clientèle au tarif D);

➤ [C-UPA-0008](#), p. 7.

34. Une telle surreprésentation est inéquitable, faisant ainsi en sorte que le tarif DS n'est pas un tarif « juste et raisonnable »;

35. Par conséquent, le RNCREQ recommande à la Régie d'exclure la clientèle agricole de toute forme de tarif pour surconsommateurs;

36. Une telle exclusion devrait d'ailleurs pouvoir facilement se faire puisque le Distributeur a confirmé qu'il disposait des informations nécessaires pour distinguer, à même les clients au tarif D, ceux qui exploitent une entreprise agricole de ceux qui n'en exploitent pas;

« Q. [47] [...] Parmi vos clients au tarif D, est-ce que vous savez précisément qui sont ceux qui exploitent des installations agricoles? Est-ce que c'est une information que vous avez?

R. **Oui.** C'est une information qui n'est pas parfaite parce qu'on ne fait pas le suivi en tant que tel, mais **c'est une information dont on dispose.** Maintenant, il faut forcément raffiner pour être plus exact dans nos mesures. »

➤ Sarah Trabelsi, N.S., 13 janvier 2026 ([A-0048](#)), p. 168

37. Ensuite, au-delà de l'inclusion de la clientèle agricole, il y a la question de la causalité des coûts du tarif DS. À cet égard, la position du Distributeur est non seulement étonnante, mais elle est aussi contradictoire;

38. D'une part, le Distributeur nous indique dans sa preuve que « [l]a **surconsommation contribue naturellement à l'accroissement des besoins en approvisionnements** du Distributeur » et que « [c]omme les coûts évités sont largement supérieurs au coût moyen d'approvisionnement, **cette surconsommation cause une hausse du coût moyen de l'électricité**, et, par conséquent, exerce une pression sur les tarifs pour l'ensemble de la clientèle »;

➤ [B-0006](#), p. 14;

39. Or, nulle part dans la preuve du Distributeur ne trouve-t-on un tableau ou une démonstration à l'effet qu'il coûte effectivement plus cher de desservir un surconsommateur qu'il n'en coûte pour desservir un consommateur « ordinaire »;

40. En audience, les témoins du Distributeur ont même confirmé que le coût de service unitaire entre le tarif D et le tarif DS était le même;

➤ Sarah Trabelsi, N.S., 14 janvier 2026 ([A-0050](#)), p. 128-129;

41. En l'absence d'une telle démonstration, le RNCREQ voit mal comment la Régie peut adopter le tarif DS tel que présenté;
42. Sachant qu'un tarif ne peut pas être fondé sur des considérations purement arbitraires, les justifications du Distributeur au soutien de l'instauration du tarif DS sont insuffisantes;
43. Dans ce contexte, le RNCREQ constate qu'une hausse du prix de la deuxième tranche, tel que proposée au point précédent, permettrait de faire d'une pierre deux coups : non seulement un meilleur signal de prix serait envoyé, mais il encouragerait la réduction de la charge des surconsommateurs;
44. Une telle façon de faire aurait aussi l'avantage de ne pas être limitée à un seuil arbitraire de 50 000 kWh/an et viserait autant les propriétaires de grandes maisons que les mineurs de cryptomonnaies se situant sous le seuil de 50 kW fixé par la décision [D-2019-052](#) (par. 106 et 112);

IV. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET PROGRAMMES DE SUBVENTIONS POUR LES PANNEAUX SOLAIRES

45. Avant de reprendre les points saillants de la preuve du RNCREQ sur le sujet des programmes de subventions des panneaux solaires, nous souhaitons couvrir rapidement la question de la nature juridique de ce programme;
46. Nous faisons ici écho à une question soulevée en audience, mais reprise par le Distributeur dans son argumentation;
 - [B-0168](#), p. 31, par. 123 et suivants;
47. Le Distributeur soumet que le programme de panneaux solaires ne constitue pas un approvisionnement (B-0168, par. 124) et nous sommes d'accord;
48. Le RNCREQ avait d'ailleurs soutenu cette position dans le dossier R-4270-2024 suite à une question de la formation;
 - Dossier R-4270-2024, phase 4, Plan d'argumentation [C-RNCREQ-0068](#), par. 3 et suivants;

49. Dans le cadre de dossier, la question était de savoir s'il fallait procéder par appel d'offres avant qu'un propriétaire de panneaux solaire puisse produire de l'énergie au-delà de sa propre consommation et la réinjecter dans le réseau;
50. Le raisonnement que nous avons présenté s'articulait autour du texte des articles 74.1 et 2 LRÉ, de même que la relation juridique qui liait le Distributeur;
51. Sans reprendre ici toute l'argumentation, et malgré que le texte de l'article 74.1 LRÉ ait changé suite à la Loi 24, la logique est la même : la notion d'approvisionnement est intimement liée à celle d'un **contrat conclu dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois** (le texte de l'art. 2 n'a pas changé);
52. Or, le client qui utilise ses panneaux solaires pour faire de l'autoproduction (voire même produire au-delà de sa consommation personnelle) n'a pas conclu un contrat avec le Distributeur *dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois*;
53. Le lien contractuel qui unit ce client au Distributeur est celui du contrat réglementé que sont les Tarifs d'électricité (tarif D);
54. Ainsi, le mesurage net n'est qu'une option tarifaire qui n'affecte en rien le « but » du contrat qui existe entre le client et Hydro-Québec;
55. L'analogie peut aussi être faite avec la GDP Affaires où la Régie avait conclu qu'il s'agissait d'une offre tarifaire de nature optionnelle qui n'était pas assujettie à la procédure d'appel d'offres;

➤ Dossier R-4041-2018, [D-2019-164](#), p. 54 et 59

56. Voir également l'opinion dissidente de la Régisseuse Sylvie Durand sur la nature de l'entente contractuelle avec Hilo;

[367] Comme souligné par l'AQCIE-CIFQ, le programme GDP Affaires, contrairement à Hilo, n'implique pas la conclusion d'un contrat entre le Distributeur et un fournisseur de mégawatts effacés :

« Donc, dans ce contexte-là, on est vraiment dans un contexte où **la relation entre Hilo et le Distributeur est purement contractuelle, alors que dans le GDP Affaires, on est dans un contexte tarifaire** ». [je souligne]

[368] Ainsi, pour l'option tarifaire GDP Affaires comme pour les autres options GDP actuellement mises en place, la relation entre le client et le Distributeur est directe. **La rémunération versée au client est approuvée par la Régie et peut être sujette à des modifications dans le cadre des dossiers tarifaires ou sur demande, en fonction de**

l'évolution du contexte. Ces options tarifaires font l'objet d'un examen minutieux et détaillé par la Régie et les intervenants, comme en fait foi la décision D-2021-100. Ces caractéristiques ne s'appliquent pas à Hilo.

(soulignements dans l'original, caractères gras ajoutés)

➤ Dossier R-4110-2019, [D-2022-062](#), p. 97-98

57. Bref, l'option de mesurage net ne doit pas être considérée comme un approvisionnement;

58. Maintenant, en ce qui a trait à la proposition du Distributeur d'offrir des subventions pour les panneaux solaires, c'est sans surprise que le RNCREQ est en faveur d'encourager l'installation de panneaux solaires de façon générale;

59. Cela dit, on constate comme d'autres que l'analyse économique est très optimiste (les tests TCTR et TNT sont négatifs);

➤ [C-RNCREQ-0014](#), p. 17

60. L'enjeu réside dans le fait que le Distributeur suppose une production annuelle solaire de 1200 kWh/kW par panneau installé, mais que si cette production d'énergie n'est pas au rendez-vous, l'impact négatif sera d'autant plus important;

➤ Sur le niveau de production par panneau installé :
Jean-Pierre Croteau, N.S., 13 janvier 2026 ([A-0048](#)), p. 180;

61. Suite aux dossier R-4270-2024, phase 4 et R-4312-2025, le RNCREQ retient que des modalités tarifaires et techniques (notamment la limite à la puissance maximale appelée) risquent de freiner la participation de la clientèle commerciale;

➤ Dossier R-4270-2024, [C-RNCREQ-0058](#), p. 12 et suivantes

62. En ce qui concerne les projets solaires résidentiels, rappelons les propos de M. Guillaume Charpenel à l'audience qui soulignait que ce sont généralement les types de projets les moins productifs;

➤ Guillaume Charpenel, N.S., 16 janvier 2026 ([A-0055](#)), p. 107;

63. Ceux-ci sont soumis à des contraintes importantes, notamment en raison de l'orientation, de l'ombrage, de la pente du toit, etc. et qu'en conditions adverses, le rendement peut être réduit de 50 % ou plus;

➤ Guillaume Charpenel, N.S., 16 janvier 2026 ([A-0055](#)), p. 106;

64. Considérant qu'au courant des trois prochaines années, le Distributeur projette d'investir plus de 80 M\$ dans le programme de subventions des panneaux solaires, le RNCREQ estime important que ces sommes soient bien investies et qu'il n'y ait pas seulement un incitatif à installer des panneaux solaires sans se soucier de leur efficacité;

65. C'est dans cet optique que le RNCREQ soulignait que :

a) Une étude crédible de production solaire du site soit exigée par le Distributeur comme condition de l'octroi d'une subvention; et

b) Un suivi de la performance réelle (kWh produits) soit réalisé pour chaque site subventionné;

➤ [C-RNCREQ-0014](#), p. 22

66. En réponse à l'extrait de témoignage repris au paragraphe 121 du Plan d'argumentation du Distributeur (Jean-Pierre Croteau à [B-0168](#), p. 30) et qui répond à ces deux points, le RNCREQ précise ce qui suit :

a) L'étude de production solaire n'a pas à être fournie par un tiers indépendant. Comme mentionné à l'audience, l'estimation de l'installateur pourrait satisfaire à cet égard;

➤ Philip Raphals, N.S., 16 janvier 2026 ([A-0055](#)), p. 133;

b) Quant au suivi de la performance, rappelons que les onduleurs doivent être « communicants » selon les normes exigées par le Distributeur. Conséquemment, le Distributeur aura en mains les outils nécessaires pour faire le suivi approprié;

➤ Guillaume Charpenel, N.S., 16 janvier 2026 ([A-0055](#)), p. 108-109;

- Dossier R-4270-2024, Philippe Venne, N.S., 10 avril 2025 ([A-0178](#)), p. 187-188;

V. APPROVISIONNEMENTS

67. La Loi 24 modifie profondément la façon par laquelle le Distributeur s'approvisionnera dorénavant;

68. Il n'y a plus d'appels d'offres pour les contrats post-patrimoniaux et comme souligné dans la preuve du RNCREQ, le nouvel article 52.2(2) b) LRÉ nous convit à un exercice d'interprétation;

52.2. Les coûts des approvisionnements en électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant:

[...];

2° pour les besoins en électricité des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale:

[...]

b) les **coûts des approvisionnements en électricité** autres que ceux visés au sous-paragraphe a que la Régie établit de manière à ce qu'ils reflètent ceux **du marché** pour des produits ou services comparables.

[...]

69. La principale question est de savoir à quel marché le législateur fait-il référence ?

70. Le Distributeur soumet qu'il s'agit du marché du « Nord-Est américain »;

- Charles-David Franche, N.S., 9 janvier 2026 ([A-0040](#)), p. 127;

71. Cependant une telle approche qui ne tient pas compte de l'offre qui est produite au Québec ne nous semble pas correspondre à l'intention du législateur;

72. Pour le RNCREQ, le marché visé par l'article 52.2 (2) b) doit être celui du Québec et ce marché ne peut exclure l'équilibre offre-demande interne;

73. Cette question prendra évidemment une place importante lors du prochain dossier sur le Plan d'approvisionnement, mais d'ici là il faut néanmoins s'y attarder quant aux

approvisionnement de long terme pour lesquels le Distributeur recherche une approbation de la Régie;

74. Parmi ceux-ci, on retrouve notamment les contrats Base (350 MW) et Cyclable (250 MW) qui arrivent à échéance le 28 février 2027;

➤ [B-0005](#), p. 16

75. À cet égard, rappelons qu'en vertu de l'article 170 de la Loi 24, les contrats d'approvisionnement ont officiellement pris fin le 6 juin 2025, mais que la mécanique du 2^e alinéa de cet article 170 fait en sorte qu'ils sont réputés être des approvisionnements établis conformément à l'article 52.2 (2) b), sans que le coût ne soit changé pour la durée non-écoulée du contrat;

76. La question est donc de savoir ce qu'il advient de ces approvisionnements pour le reste du cycle tarifaire triennal, au-delà du 28 février 2027;

77. Dans sa preuve, le Distributeur propose de les maintenir (avec un ajustement de la contribution en puissance) et d'en indexer le prix;

78. Le Distributeur soumet qu'il s'agit d'une mesure transitoire;

79. Or, le RNCREQ soumet qu'au contraire, il s'agit là d'un exemple d'application de l'article 52.2 (2) b) : la Régie doit établir un coût d'approvisionnement à l'égard d'un besoin en électricité au-delà de l'électricité patrimoniale pour la période du 1^{er} mars 2027 au 31 décembre 2028 (*horizon résiduel de la demande tarifaire*). Pour ce faire, elle se réfère à un produit ou service comparable dans le marché du Québec, c'est-à-dire le prix du contrat qui était en vigueur avec le Producteur jusqu'au 6 juin 2025, et qui demeure en vigueur jusqu'au 28 février 2027 via l'article 170 LRÉ;

80. Cette approche est tout à fait logique et même conforme avec l'actuelle proposition du Distributeur;

81. On note qu'il n'a pas été nécessaire de se référer aux marchés voisins pour déterminer le prix d'un « produit ou service comparable » pour cet approvisionnement de long terme;

82. Dans cette perspective, nous soumettons qu'il n'est pas nécessaire non plus d'y recourir pour les approvisionnements de court terme et que, selon le libellé de l'art. 52.2 (2), l'exercice doit se faire en référence au marché du Québec;

83. Il est aussi à souligner que, malgré le fait que l'art. 52.2 al. 3 permet à la Régie de fixer le coût d'un tel approvisionnement pour une période supérieure à celle visée par la révision tarifaire, la proposition d'Hydro-Québec pour les approvisionnements à « long terme » ne dépasse pas le 31 décembre 2028. Il s'agit donc d'un très court approvisionnement de long terme;

[52.2. \[...\]](#)

[...]

Pour l'application du sous-paragraphe b du paragraphe 2° du premier alinéa, la Régie **peut fixer** le coût d'un approvisionnement visé à ce paragraphe **pour une période supérieure à celle visée par la révision tarifaire** visée au premier ou au troisième alinéa de l'article 48.

84. Ainsi, dans la mesure où pratiquement le deux tiers des achats de court terme des cinq (5) dernières années ont été des achats bilatéraux entre HQD et HQP, le RNCREQ peine à comprendre pourquoi ce serait le prix des bourses énergétiques qui devrait déterminer qu'est-ce qu'un « produit ou service comparable » dans ce marché;

85. Rappelons que le prix moyen des bourses énergétiques pour cette période était de 131,53 \$/MWh, alors qu'il était de 62,99 \$/MWh pour les achats bilatéraux;

➤ [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 18

➤ [C-RNCREQ-0023](#), p. 15

86. Avec égards pour l'opinion contraire, le prix proposé par le Distributeur de 131,53 \$/MWh pour les achats de court terme ne peut pas correspondre à un produit ou service comparable dans le marché du Québec;

87. Bien entendu, ces questions pourront être plus amplement réexaminées lors du prochain Plan d'approvisionnement, mais pour l'instant, dans le cadre du présent dossier, le **RNCREQ recommande à la Régie de déterminer un prix fixe qui se base sur les achats bilatéraux auprès d'Hydro-Québec, plutôt que sur les prix des bourses énergétiques des marchés avoisinants, pour les approvisionnements à court terme du Distributeur;**

VI. COÛTS ÉVITÉS

88. La disparition des appels d'offres suite à l'entrée en vigueur de la Loi 24 n'a pas seulement eu des effets importants sur les approvisionnements, elle en a aussi sur les coûts évités;
89. En effet, depuis plusieurs années le coût évité à long terme en énergie est basé sur les valeurs du plus récent appel d'offres;
90. Or, cette méthodologie qui avait reçue l'approbation de la Régie est maintenant appelée à changer;
91. Comme le souligne M. Raphals dans sa preuve, le contexte actuel risque d'entraîner une sous-estimation significative des coûts futurs d'approvisionnement en énergie;

➤ [C-RNCREQ-0014](#), p. 32

92. Le présent dossier n'est pas l'occasion d'aborder cet enjeu, mais en ce qui concerne les coûts évités de long terme, le RNCREQ **recommande néanmoins que la Régie exige dès maintenant du Distributeur qu'il soumette, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une analyse détaillée de ses coûts futurs d'approvisionnement en énergie;**
93. Pareillement, pour les coûts évités de court terme, **le RNCREQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de :**
 - a) **modifier ses coûts évités en énergie à court terme afin de correspondre à sa méthodologie de fixation du prix des achats de court terme;** et
 - b) **présenter lors du prochain Plan d'approvisionnement une méthodologie de fixation des coûts évités sur une base horaire, laquelle serait applicable à l'ensemble des heures de l'année;**
94. Ces deux dernières recommandations découlent de deux éléments;
95. D'une part, depuis l'entrée en vigueur de la Loi 24, le coût évité en énergie de court terme ne peut plus être fixé selon la méthodologie antérieure;
96. En effet, maintenant que l'énergie est obtenue directement d'Hydro-Québec, il n'y a plus lieu de se référer aux contrats à terme dans l'état de New York;

97. D'autre part, M. Raphals a démontré à plus d'une reprise que la prémisse selon laquelle en hiver il y a des achats de court terme à toutes les heures et qu'il n'y en a pas hors hiver s'avère une fausse prémisse;
98. La réalité est qu'en hiver, il y a néanmoins certaines heures où aucun achat de court terme n'a lieu puisque c'est l'électricité patrimoniale qui est à la marge et inversement, en été, il y a de plus en plus d'heures où l'électricité patrimoniale ne suffit pas et que le Distributeur doit faire des achats de court terme;
- [C-RNCREQ-0014](#), p. 32-33
 - Dossier R-4210-2022, phase 1, [C-RNCREQ-0026](#), p. 44
99. Soulignons d'ailleurs que selon la preuve du Distributeur en complément de réponse à une DDR de l'AHQ-ARQ (B-0134), il prévoit qu'à l'année 2027-2028 il y aura des achats de court terme pendant le deux-tiers des heures hors hiver;
- Philip Raphals, N.S., 16 janvier 2026 ([A-0055](#)), p. 99;
100. Conséquemment, la méthodologie antérieure de fixation de coût évité en énergie doit être révisée plus que jamais et le RNCREQ réitère ses recommandations à cet égard;
101. Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 21 janvier 2026



RB Avocats

Me Jocelyn Ouellette

735-606, rue Cathcart

Montréal (QC) H3B 1K9

jo@rbavocats.ca

514-436-0759

Avocats de l'intervenant RNCREQ

Notre dossier : 1432-009