

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No. : R-4210-2022 ph. 2

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demandeur

et

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

Intervenants

**R-4210-2022 PHASE 2 - DEMANDE D'APPROBATION DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR**

PLAN D'ARGUMENTATION DU RNCREQ

A. LE « TEMPS OPPORTUN »

1. L'article 72 de la [Loi sur la Régie](#) prévoit que :

72. À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel **doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie**, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, **un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois** après application des mesures d'efficacité énergétique. [...]

2. L'article 1 du [Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement](#) prévoit que :

1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants:

1° le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le titulaire évolue;

2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité et d'au moins 3 ans dans le cas des distributeurs de gaz naturel, décrivant:

[...]

c) les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les caractéristiques associées au transport et à l'emmagasiner du gaz naturel;

3° **les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en oeuvre**, au cours des 3 prochaines années dans le cas des distributeurs d'électricité et au cours de la prochaine année dans le cas des distributeurs de gaz naturel, **concernant les approvisionnements additionnels requis** tels qu'identifiés au sous-paragraphe c du paragraphe 2, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres:

a) les différents produits, outils ou mesures envisagés;

b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;

- c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques;
 - d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate;
- 4° l'avancement et les résultats atteints par le plan d'approvisionnement précédent.

3. L'article 4 de ce Règlement prévoit que :

4. [...] Le plan d'approvisionnement visé à l'article 1 doit, par la suite, être soumis annuellement dans le cas d'un distributeur de gaz naturel et ce, au plus tard le 1er août, et **dans le cas d'un distributeur d'électricité, à tous les 3 ans et ce, au plus tard le 1er novembre de l'année au cours de laquelle il doit être déposé.**

- 4. Le Distributeur devait donc soumettre son plan d'approvisionnement **et la stratégie qu'il entend mettre en oeuvre** en ce qui concerne les approvisionnements additionnels requis le **1^{er} novembre 2022**;
- 5. À l'origine, le Distributeur avait déposé le 1^{er} novembre 2022 la documentation en phase 1 qui satisfaisait à cette demande : [B-0007](#), [B-0009](#) et [B-0011](#);
- 6. Cependant, le 19 janvier 2023 le Distributeur informait la Régie que suite à un décret du gouvernement abrogeant des *Règlements pour les appels d'offres pour un bloc de 1 000 mégawatts (MW) d'énergie éolienne et de 1 300 mégawatts (MW) d'énergie renouvelable*, il devait « **mettre en place une nouvelle stratégie d'approvisionnement** » et demandait donc à la Régie créer une phase 2 pour y reporter l'examen de sa stratégie pour l'acquisition de ces approvisionnements additionnels requis ([B-0039](#));
- 7. Le Distributeur terminait sa correspondance du 19 janvier 2023 sur ces mots :

« Quant à l'avancement des travaux concernant la stratégie, le Distributeur en avisera la Régie en **temps opportun** dans le cadre du présent dossier. »
- 8. À l'époque, le RNCREQ s'est opposé à cette demande au motif que l'article 72 ci-avant mentionné de la LRÉ et ceux du Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement exigeait que les prévisions et les stratégies d'approvisionnement soient traitées en un tout et non pas séparément ([C-RNCREQ-0012](#));
- 9. Nous savons que dans sa décision procédurale [D-2023-011](#) la Régie a accepté de créer une phase 2 pour y traiter de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur,

mais force est de constater que nous sommes aujourd'hui en mars 2024 et que la stratégie que le Distributeur aurait normalement dû déposer il y a un an et demi (1^{er} novembre 2022) n'est toujours pas complète;

10. Encore dans cette audience, le Distributeur nous dit qu'il déposera les éléments de sa stratégie « en temps opportun » :

➤ [B-0167](#), p. 6-10 :

3. STRATÉGIE POUR ÉQUILIBRER LES BILANS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE

[...]

3.1. Efficacité énergétique

Depuis la publication du Plan, le Distributeur a rehaussé la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, la portant maintenant à 10,2 TWh. Cette nouvelle contribution s'inscrit dans le cadre de la révision actuelle de la stratégie du Distributeur visant l'établissement de ses cibles en matière d'efficacité énergétique. Le Distributeur souligne également qu'il profite de cet exercice pour identifier les différents leviers et moyens nécessaires à l'atteinte desdites cibles. **Il continuera de travailler de concert avec les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d'établir des cibles plus ambitieuses qui se rapprocheront du plein potentiel technico-économique réalisable. Le Distributeur déposera les éléments de sa stratégie en temps opportun.**

3.2. Gestion de la demande de puissance

[...] Une analyse des moyens de GDP présentement en cours pourrait mener à la présentation de propositions permettant d'augmenter le bassin de clients prêts à réduire leur charge en période de plus forte demande, ou encore d'accroître les volumes offerts par les adhérents existants. **Le Distributeur prévoit présenter ses propositions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

3.3. Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance

[...]

3.3.1. Contrats éoliens

[...] Un règlement devrait être édicté par le gouvernement à l'expiration du délai de 45 jours. **Suivant son entrée en vigueur, le Distributeur déposera à la Régie sa**

demande d’approbation des modalités du Programme en vue de son lancement prévu au deuxième trimestre de 2024.

3.3.2. Contrats de petites centrales hydrauliques

[...] Puisque le premier contrat ne vient à échéance qu’en décembre 2030, le Distributeur juge prématuré, à ce moment-ci, de confirmer sa stratégie de maintien de ces approvisionnements, mais confirme qu’il travaillera à la mise en place d’un moyen le permettant. [...]

3.3.3. Contrats de cogénération

[...] Puisque le premier contrat ne vient à échéance qu’en décembre 2030, le Distributeur juge prématuré, à ce moment-ci, de confirmer sa stratégie de maintien de ces approvisionnements, mais confirme qu’il travaillera à la mise en place d’un moyen le permettant. [...]

3.4. Partage de réserve et profondeur des marchés de puissance

[...]

3.5. Acquisition de nouveaux approvisionnements

[...] Le processus d’analyse et de sélection des projets déposés dans le cadre de l’appel d’offres A/O 2023-01, visant l’achat de 1 500 MW d’électricité produite à partir de source éolienne, devrait être complété au courant du premier trimestre de 2024. Une fois la sélection des offres finalisée, le Distributeur pourra demander à Hydro-Québec dans ses activités de transport d’électricité (le « Transporteur ») de procéder à une analyse du réseau afin d’identifier, le cas échéant, le potentiel d’intégration résiduel de nouveaux projets. À la suite de l’obtention des conclusions de cette analyse, le Distributeur pourra procéder au lancement d’un appel d’offres de long terme toutes sources pour répondre aux besoins à combler à compter de l’automne 2028.

Le Distributeur précise que les appels d’offres de court terme se feront conformément à la Procédure d’appel d’offres et d’octroi pour les contrats d’approvisionnement en électricité d’un an et moins [disponible sur le site Web d’Hydro-Québec] approuvée par la Régie. **Pour les appels d’offres de long terme, le Distributeur présentera à la Régie les demandes d’approbation nécessaires en temps opportun.**

Les volumes identifiés au tableau 3.4 pourraient être revus suivant l’évolution des besoins et de la contribution des différents moyens. Pour répondre aux besoins résiduels sur les

années subséquentes de l'horizon du bilan, d'autres moyens seront planifiés et présentés ultérieurement.

- Notes sténographiques du 18 mars 2024, [A-0084](#), p. 18 à 21 :

Mme Lamya Souktani :

Et finalement, devant l'intensification de la demande d'électricité, Hydro-Québec a augmenté ses cibles en matière d'efficacité énergétique de un point trois térawattheure (1,3 TWh). Donc, sur l'horizon du plan, on prévoit un volume de dix point deux térawattheure (10,2 Twh) d'efficacité énergétique. **Les travaux sont actuellement en cours pour développer des programmes et des mesures et les mettre en place.**

[...]

Le deuxième élément de la stratégie, c'est de maintenir les parcs existants. Donc, le Distributeur considère raisonnable d'anticiper le maintien au-delà de leur échéance contractuelle d'approvisionnement aux parcs existants, dont l'éolien. On parle d'environ mille cents mégawatts (1 500 MW) à aller sécuriser. Là-dessus, on est sur la bonne voie puisque le projet de règlement pour le programme d'achat pour les contrats qui arrivent à échéance avant décembre trente-deux (32) a été publié à l'automne dernier.

La période de consultation est donc terminée et le Distributeur travaille actuellement sur la rédaction des modalités du programme. **Et je mentionne que celles-ci seraient précisées en temps opportun quand le règlement entrera en vigueur.**

[...]

Pour ce qui est du deuxième parc de production à aller sécuriser, c'est les parcs reliés à la cogénération. On parle d'une centaine de mégawatts (MW) à aller sécuriser. Le Distributeur évalue actuellement différentes stratégies visant le maintien de ces approvisionnements, soit par le lancement d'un programme d'achat ou par un appel d'offres. **Les modalités de ces programmes seront déposées à la Régie au moment opportun.**

[...]

Le troisième groupe de parcs, toujours dans la stratégie de maintien, ce sont les

petites centrales hydrauliques. On parle d'une soixantaine de mégawatts à renouveler. Ces contrats disposent déjà d'une clause de renouvellement pour une 8 période additionnelle de vingt (20) ans que le Distributeur pourrait utiliser pour prolonger ces parcs-là.

Et comme le premier parc ne vient à échéance qu'en décembre vingt trente (2030), **donc notre stratégie par rapport au maintien se confirmera en temps opportun**.

[...]

Dans les appels d'offres, toujours, on parle d'appel d'offres de long terme. Donc, le Distributeur prévoit lancer un appel d'offres de long terme. Aujourd'hui, on est dans une phase d'analyse et de voir c'est quoi les modalités et comment cet appel d'offres va se concrétiser.

Les processus d'analyse et de sélection des projets pour l'appel d'offres 2301 ont été complétés et une analyse est effectuée actuellement par le Transporteur pour voir c'est quoi les quantités résiduelles sur les réseaux qu'on pourrait aller chercher de manière efficace et rapide et permettre une intégration plus rapide au niveau du réseau. **Donc, les détails de ces éléments-là... de cet appel-là vont être disponibles en temps opportun**.

11. Le Distributeur n'est pas en mesure de préciser davantage quand est-ce qu'on peut espérer ce « moment opportun » :

➤ Réponses aux DDR du RNCREQ, [B-0163](#), p. 49 (à propos de la stratégie en efficacité énergétique) :

21.4 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *en temps opportun* ». Est-ce que cela se mesure en jours, en semaines, en mois ou en années ?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure, à ce stade-ci, de préciser cette information.

➤ N.S. 19 mars 2024, [A-0085](#), p. 50 :

Me Marilou Lefrançois :

Donc, ma question ce serait : à combien de temps environ évaluez-vous le délai requis pour déposer à la Régie une demande d'approbation des modalités du **programme d'achat d'électricité** à la suite de l'édiction du règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien? Hier, vous avez réitéré que ce

serait en temps opportun, mais êtes-vous en mesure de donner un estimé du délai entre les discussions et le dépôt?

Mme STÉPHANIE CARON :

J'aurais de la difficulté à vous donner vraiment un estimé du délai, mais ce que je mentionnais hier c'est qu'on travaille actuellement et on l'a souligné également en préambule à votre question, dans le but d'être prêt le plus rapidement possible à déposer une demande d'autorisation auprès de la Régie après la publication de... ou la prise de ce règlement final. Donc, rapidement.

- N.S. 19 mars 2024, [A-0085](#), p. 56 :

Me Marilou Lefrançois :

Est-ce que vous pourriez fournir des précisions sur le moment et le forum où le Distributeur compte dévoiler sa **stratégie d'efficacité énergétique**?

Mme STÉPHANIE CARON :

Alors écoutez, à ce stade, **il nous est difficile de dire plus que** : « **En temps opportun**, le Distributeur... » enfin, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, y travaille, mais on n'a pas de date finale à vous donner.

- N.S. 19 mars 2024, [A-0085](#), p. 57 :

Le Régisseur M. Pierre Dupont :

Donc, je me questionne sur le temps opportun. Est-ce qu'il y a lieu d'être rassuré que le temps opportun va quand même permettre d'assurer la sécurité des approvisionnements en temps voulu? [...]

Mme LAMYA SOUKTANI :

Il est vrai qu'on a mentionné le mot « opportun » à plusieurs reprises, il reste quand même que pour le programme d'achat, donc, on est en attente d'un règlement, puis la date de ce règlement final, on ne la contrôle pas. Mais par contre, on a répondu à quelques questions, on l'a mentionné, c'est que dès qu'on a ce règlement-là, on va passer à l'action.

Pour ce qui est des appels d'offres de court terme et des appels d'offres de long terme, **on a quand même mentionné que ça va être en vingt quatre (2024), vingt-cinq (2025)**. Donc, on a limité le... les dates auxquelles on va lancer des... nos appels d'offre.

Donc, il y a certains éléments sur lesquels on a le pouvoir, mais d'autres, on ne peut pas fixer de date tant qu'on n'a pas, par exemple, pour les programmes d'achat tant qu'on n'a pas le règlement.

Oui, on est confiant, pour répondre à votre question. Avec les informations dont on dispose aujourd'hui, oui, on est confiant qu'on mettrait en place notre stratégie pour sécuriser les approvisionnements pour le Québec.

12. Soit dit avec égard, le « temps opportun » pour que le Distributeur détaille sa stratégie était cette audience, voire même avant cela, avec le dépôt du Plan initial en novembre 2022. Une chose est certaine cependant, le « temps opportun » n'est certainement pas après la présente audience **dont l'objet principal est que la Régie statue sur la stratégie du Distributeur pour l'acquisition des approvisionnements additionnels**;
13. Dans sa décision [D-2023-109](#), la Régie indiquait notamment :

[210] La Régie fait part au Distributeur des attentes suivantes pour la phase 2 :
 1. Préciser la stratégie de maintien des approvisionnements en énergie éolienne, en biomasse et des petites centrales hydrauliques dont les contrats arrivent à terme d'ici la fin de l'horizon du Plan; [...]
14. Contrairement aux attentes de la Régie, le Distributeur n'a pas fourni ces précisions;
15. Pour la cogénération et les petites centrales hydrauliques, le Distributeur s'est tout simplement contenté de dire qu'il était prématuré de confirmer sa stratégie de maintien de ces approvisionnements ([B-0167](#), p. 8-9), alors que pour les approvisionnements en énergie éolienne, il répète devoir attendre l'approbation d'un projet de règlement par le gouvernement ([B-0167](#), p. 7-8);
16. Ce ne sont pas là des « précisions » sur une quelconque stratégie et même si le Distributeur fournit des explications valables à la question de savoir pourquoi il n'est pas en mesure de fournir ces précisions, de telles explications ne peuvent pas remplacer une démonstration appropriée de la robustesse de sa stratégie;

17. Avec si peu de détails au soutien de sa stratégie, ce n'est pas un exercice juridictionnel que le Distributeur demande à la Régie de faire, mais plutôt un acte de foi;
18. Or, l'exercice que doit faire la Régie dans le cadre de l'étude d'un plan d'approvisionnement n'est pas de juger du niveau de confiance que le Distributeur estime avoir dans ses prévisions et son plan, mais d'indiquer si elle est convaincue que le Distributeur est prêt à faire face à la multitude de scénarios possibles dans le futur, et ce, à la lumière des informations prépondérantes qui sont produites au dossier;
19. L'exercice n'est effectivement pas de prédire le futur avec justesse, mais bien de se parer aux éventualités raisonnablement possibles (scénarios faibles et forts), sur la base d'un scénario plus probable (scénario de référence);

- *British Columbia Hydro and Power Authority ~ 2021 Integrated Resource Plan, BCUC, [G-58-24](#), 2024-03-06, C-RNCREQ-0073, p. 3 :*

The Panel agrees that flexibility during a period of change is of great importance, and our review of whether the 2021 IRP is in the public interest will place considerable emphasis on examining the extent to which the various aspects of the plan lead to a flexible approach which enables BC Hydro to adjust to changing circumstances. In a period of rapidly shifting policy, technology, and other exogenous factors, **we do not believe that attempting to predict a precise future – and formulating narrow plans toward such a future – is a prudent course of action.** There are diminishing returns with respect to seeking high degrees of precision when the events that have occurred in the course of this proceeding have clearly indicated how quickly plans may need to adapt. This does not mean we have not carefully reviewed the details of BC Hydro's plan, but rather **our decision focusses on** (i) the reasonableness of the assumptions and approaches outlined by BC Hydro, (ii) the materiality of the many uncertainties underpinning the plan, and (iii) **BC Hydro's ability to adapt in the face of these uncertainties.**

20. En l'espèce, ce que propose le Distributeur ne rencontre pas ce test;

B. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

21. La stratégie du Distributeur à l'égard de l'efficacité énergétique est problématique en ce que ses prévisions (notamment 10,2 TWh cumulatifs en énergie) ne sont pas à la hauteur des cibles que Hydro-Québec s'est elle-même fixées dans son plan d'action 2035 (21 TWh en énergie);

22. Les prévisions du Distributeur quant aux contributions d'efficacité énergétique à l'horizon du Plan sont aux Tableaux 7.7 et 7.8 de l'État d'avancement 2023 :

➤ [B-0168](#), 49 :

TABLEAU 7.7 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

<i>En TWh</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,1
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	3,8
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	3,3
TOTAL	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,2	10,2

TABLEAU 7.8
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

<i>En MW</i>	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Résidentiel	76	51	55	55	55	57	59	62	57	62	61
Commercial	38	60	58	59	59	61	65	70	67	86	91
Industriel	33	57	56	56	56	58	60	63	59	65	65
TOTAL	147	168	168	170	170	176	184	194	183	213	217

23. Ce sont ces Tableaux qui nous indiquent que le Distributeur prévoit des contributions cumulatives de 10,2 TWh en énergie sur les 10 années du plan et 217 MW de puissance à la dernière année;

24. Or, dans son plan d'action 2035 ([C-RNCREQ-0067](#)), Hydro-Québec mentionne clairement que les cibles de novembre 2022 ne tiennent plus et qu'elles ont maintenant doublées :

- Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, [C-RNCREQ-0067](#), p.10 :

CONSOMMATION MOINDRE ET AU BON MOMENT

Doubler les économies d'énergie réalisées par nos clients et clientes afin de dégager de 1 600 à 1 800 MW de puissance supplémentaire à l'horizon 2035.

Les efforts que nous avons déployés au cours des 20 dernières années ont permis des économies d'énergie et le déplacement d'une partie de la consommation en dehors des heures de pointe. Dans le plan d'approvisionnement de novembre 2022, nous visions des économies d'énergie équivalant à 1 800 MW. Aujourd'hui, nous aspirons à beaucoup plus, plus rapidement. Nous avons ainsi doublé notre cible d'économies d'énergie afin de retrancher de 1 600 à 1 800 MW de puissance de plus, pour un total de 3 500 MW². C'est plus que la puissance combinée de la centrale Manic-5 et des centrales du complexe de la Romaine.

2) 21 TWh en efficacité énergétique au total d'ici 2035

25. Étrangement, le Distributeur n'intègre pas cette nouvelle cible dans ses prévisions de la Demande. Il maintient ses prévisions à 10,2 TWh :

- N.S. 18 mars 2024, [A-0084](#), p. 226-227 :

Me Jocelyn Ouellette :

En fait, peut-être une question préliminaire, est-ce que vous mainten[ez] toujours que le dix virgule deux térawattheures (10.2 TWh) qu'on voit au tableau 7.7 est encore aujourd'hui votre meilleure estimation de gains en efficacité énergétique d'ici deux mille trente-deux (2032)?

[M. MARC-ANDRÉ LAVIGNE :]

R. Pour le moment, selon les informations dont on dispose, c'est le meilleur estimé du potentiel de l'efficacité énergétique à atteindre en vingt trente-deux (2032). **C'est un premier pas pour atteindre les volumes qui sont dans le Plan d'action. Comme je vous ai dit, les volumes dans le Plan d'action, c'était l'intention des cibles qu'on souhaiterait atteindre, mais qui ne dépendent pas nécessairement des interventions ou des actions qu'Hydro-Québec tout seul peut prendre.** Donc, le dix et quelque térawattheures qui est dans l'État d'avancement, c'est un premier pas pour réaliser des volumes supérieurs, à savoir le vingt et un térawattheures (21 TWh) qui est dans le Plan d'action.

26. Or, la position du RNCREQ est que les contributions en efficacité énergétique prévues au Plan ne peuvent pas se limiter aux seules actions du Distributeur. Dans la mesure où les bilans reflètent les besoins, il est important que ces besoins

soient adéquatement estimés, et ce, peu importe qui est l'acteur à l'origine de la modulation des besoins;

27. D'autre part, il est faux de prétendre qu'inclure les contributions d'efficacité énergétique telles que prévues par le Plan d'action augmente le risque;
28. C'est plutôt l'inverse : ne pas inclure les cibles en efficacité énergétique vient biaiser à la hausse les prévisions;
29. Autrement, s'il fallait écarter la cible de 21 TWh et ne conserver que celle de 10,2 TWh comme le suggère le Distributeur, ce serait là pour Hydro-Québec reconnaître que sa cible de 21 TWh est inatteignable ou qu'il est risqué de s'y fier. La situation serait alors hautement particulière en ce que le discours d'Hydro-Québec serait alors contradictoire;
30. Ainsi, nous soumettons que la Régie devrait baser sa décision sur la cible de 21 TWh, laquelle est plus récente que celle de 10,2 TWh et émane de la même personne : Hydro-Québec;
31. Au surplus, soulignons que le Distributeur a une approche paradoxale par rapport aux intrants du Plan d'approvisionnement qui ne font pas encore l'objet d'un programme :
 - i. D'un côté : il demande à la Régie de ne pas considérer les cibles en efficacité énergétique du Plan d'action 2035 parce que les programmes ne sont pas en place et que l'atteinte de ces cibles dépend de l'action de d'autres acteurs; mais
 - ii. De l'autre : il souhaite que la Régie accepte sans difficulté que 100% des approvisionnements issus des contrats éoliens venant à échéance d'ici 2035 soient inclus au bilan, et ce, bien que les programmes ne sont pas en place, qu'on ignore tout des modalités de l'éventuel programme d'achat et que le succès du maintien de ces approvisionnement dépendent de la participation d'autres acteurs (les fournisseurs) et de l'état de leurs équipements éoliens;
 - [B-0167](#), 7-8 et 12 :

3.3.1. Contrats éoliens

Les parcs éoliens existants dont les contrats viennent à échéance à l'horizon 2035 représentent une puissance contractuelle totale de 3 047,7 MW.

[...] Par conséquent et pour les raisons précitées, les tableaux 4.2 et 4.4 considèrent le maintien de l'approvisionnement de l'ensemble des projets éoliens sur l'horizon 2035.

[...]

TABLEAU 4.2 :
IMPACT SUR LE BILAN D'ÉNERGIE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3	46,7	56,4	66,5
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	-	0,5	1,2	1,8	2,2	2,4	3,3	6,2	8,1	10,0
• Projets éoliens (2)	-	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,4	5,1	7,0	8,9
• Projets de cogénération	-	-	-	0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	0,1	1,7	3,2	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	2,1	7,1	13,9	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
• Besoin hivernal	-	-	-	-	-	1,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
• Besoin annuel (4)	-	-	-	-	2,1	6,1	9,8	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Énergie additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	4,9	5,0	4,9	4,7	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

Note (4) : L'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront du type d'approvisionnement retenu.

TABLEAU 4.4 :
IMPACT SUR LE BILAN DE PUISSANCE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
BESOINS RÉSIDUELS	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 550	6 450	7 900	9 650	11 250
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	-	44	136	243	299	309	386	632	1 061	1 331
• Projets éoliens (2)	-	-	-	44	84	128	181	181	245	457	886	1 140
• Projets de cogénération	-	-	-	-	52	115	118	118	118	127	127	127
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	10	23	48	48	64
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	-	200	400	600	600	600	600	600	600
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	-	1 400	1 400	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	750	2 600	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
• Besoin hivernal	-	-	-	-	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
• Besoin annuel	-	-	-	-	-	750	1 200	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Puissance additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 150	1 350	1 200	1 300	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	0	0	0	0	550	1 750	3 100	4 400

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

C. MAINTIEN DES APPROVISIONNEMENTS ASSOCIÉS AUX CONTRATS VENANT À ÉCHÉANCE

Les contrats éoliens

32. Comme nous venons de le voir, il est particulier que le Distributeur prenne pour acquis que 100% des approvisionnements associés aux contrats éoliens venant à échéance seront au rendez-vous pour toute la période des 9 années additionnelles que prévoit le Distributeur (horizon 2035) et qu'il inclut le *potentiel total* à ses bilans;
33. Certes, en DDR le Distributeur nous a dit qu'il avait eu des échanges avec les fournisseurs visés, mais il a pris soin de préciser que ce sont eux (les fournisseurs) qui « *bénéficient de l'expertise nécessaire pour évaluer la durée de vie de leurs équipements et assurer le maintien de leurs opérations de manière fiable et sécuritaire* »;
- Réponses aux DDR du GRAME, [B-0162](#), p. 12-13.
 - Voir également les réponses aux DDR du RNCREQ, [B-0163](#), p. 42-43.
34. Force est donc de constater qu'au-delà d'une affirmation générale du Distributeur, il n'y aucune preuve au dossier qui puisse corroborer que 100% des fournisseurs voudront participer au programme d'achat d'électricité et pourront le faire pour toute la durée prévue, eu égard à l'état de leurs équipements;
35. Toutefois, il n'y a là rien de surprenant puisque les modalités de ce programme demeurent inconnues (tout comme sa date de lancement) d'ici à ce que le gouvernement adopte le *Règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne* et permette ainsi l'application de l'article 74.3 LRÉ :

[74.3.](#) Malgré les articles 74.1 et 74.2, le distributeur d'électricité peut, dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable dont les modalités ont été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un client dont la production excède sa propre consommation ou d'un producteur, sans être tenu à la procédure d'appel d'offres.

Le présent article ne s'applique qu'à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement.

36. Sur la question de l'approbation du programme d'achat d'électricité par la Régie dans l'attente de l'édiction dudit Règlement, notre lecture des articles 74.1 à 74.3 LRÉ est que l'absence du règlement n'empêche pas le Distributeur de soumettre dès à présent son programme pour qu'il soit étudié par la Régie. Selon notre compréhension, c'est seulement la mise en application du programme qui doit être précédée de l'édiction du règlement;
37. Dans tous les cas, cet enjeu est relativement mineur puisqu'une phase 4 a déjà été annoncée pour l'étude de ce programme d'achat et il ne semble pas y avoir de raison de douter de l'adoption imminente du Règlement tant attendu;
38. Il demeure néanmoins que le véritable enjeu à l'égard du maintien de ces approvisionnements éoliens est que le Distributeur les inclut en entier à ses bilans d'énergie et de puissance jusqu'en 2032, quoiqu'il ne fournisse pas de preuve probante au soutien de cette inclusion;
39. Pourtant, les conséquences d'une mauvaise prévision à cet égard sont plus graves que celles concernant une mauvaise prévision des contributions en efficacité énergétique;
40. En effet, lorsque le Distributeur écarte les cibles du Plan d'action en matière d'efficacité énergétique, il y a un risque de surapprovisionnement si les cibles du Plan d'action sont atteintes;
41. À l'inverse, si les fournisseurs d'énergie éolienne ne participent pas tous à l'éventuel programme d'achat d'électricité, ou s'ils ne sont pas en mesure de prolonger l'exploitation de leur parc éolien jusqu'en 2032, c'est un risque de sous-approvisionnement qui se pointe alors à l'horizon;
42. Comme discuté en audience, le sous-approvisionnement compromet la fiabilité du réseau, ce qui est plus grave qu'un surapprovisionnement, lequel mène à de l'énergie patrimoniale inutilisée;
 - N.S. du 20 mars 2024, [A-0087](#), p. 92
43. Nous soumettons donc que la Régie ne devrait pas approuver la stratégie du Distributeur qui, en l'absence des modalités du programme à venir et d'une preuve probante qu'il est réaliste de croire que tous les fournisseurs visés veulent et peuvent répondre aux attentes du Distributeur, mise sur le maintien de ces approvisionnements;

Les contrats de cogénération et petites centrales hydrauliques

44. Le maintien des approvisionnements associés aux contrats de biomasse et de petites centrales hydrauliques n'ont pas été spécifiquement abordés dans la preuve du RNCREQ, mais nous soulignons que la même problématique qui existe pour les contrats éoliens existe aussi pour ces contrats de biomasse et de petites centrales hydrauliques;
45. En effet, là aussi le Distributeur inclut en totalité dans son bilan les MW issus d'un éventuel maintien de ces approvisionnements, quoiqu'il n'existe aucun programme actuel permettant de racheter cette électricité et qu'aucune preuve n'ait été soumise en ce sens;
46. Certes, les quantités sont beaucoup moins importantes et l'échéance des contrats n'est pas aussi hâtive que dans le cas de l'éolien, mais il nous semble là aussi contradictoire d'inclure d'une part ces MW dans les bilans alors qu'ils ne devraient être que spéculatifs, et d'exclure d'autre part les MW de contributions en efficacité énergétiques pour ces mêmes années, lesquels sont pourtant bien plus susceptibles d'affecter les besoins;

Les contrats avec HQP

47. Suite à l'audience du 20 mars 2024, de même qu'au renvoi par la Présidente de la formation à l'article 2 du [Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie](#), le RNCREQ convient que le cadre réglementaire prévoit un mécanisme dans le cas où il n'y aurait qu'un seul soumissionnaire à l'appel d'offre de court terme (base hivernal) pour 1 400 MW;
48. Dans ces circonstances, le RNCREQ ne soulève plus ce moyen comme obstacle à l'approbation du Plan - étant entendu que les autres points soulevés demeurent;

D. FLEXIBILITÉ DU PLAN

49. Le Distributeur affirme que sa stratégie est suffisamment flexible et que la Régie devrait donc approuver son Plan d'approvisionnement sans inquiétude;

50. Soit dit avec égards, si la stratégie du Distributeur est effectivement flexible comme il se doit, cela n'apparaît pas de la preuve qu'il a déposée;
51. En audience, le témoin M. Raphals l'a très bien expliqué. Il faisait référence au Tableau R-10.1.2 produit en réponse à une DDR de la Régie :

➤ Réponses à la DDR no 5 de la Régie, [B-0153](#), p. 33 :

9.1.2. Dans l'affirmative, veuillez confirmer, chiffres à l'appui, la contribution des marchés de court terme en puissance (hiver 2027-2028 et 2028-2029) et en énergie (2027, 2028 et 2029) dans le cas d'un hiver froid (i.e. un écart-type au-delà du scénario moyen).

Réponse :

Le tableau R-10.1.2 présente les achats d'énergie dans le cas d'un scénario de demande forte. Le Distributeur précise que la notion de scénario de demande forte couvre également l'aléa économique et n'est pas limitée au risque associé à un hiver froid.

Pour le volet de la puissance, la réserve requise permet de couvrir l'aléa associé à la demande (volets économique et climatique).

TABLEAU R-10.1.2
ACHATS D'ÉNERGIE DANS UN SCÉNARIO DE DEMANDE FORTE

TWh	2027	2028	2029
Achats d'énergie - scénario de demande forte	10,6	11,7	12,0

➤ N.S. du 20 mars 2024, [A-0087](#), p. 108 :

M. Philip Raphals :

Mais, même le déficit, on a déjà... on a sur papier, une prévision, scénario fort, de besoins de dix point six térawattheures (10.6 TWh) en deux mille vingt-sept (2027). **Je ne vois pas de plans de contingence de comment obtenir ces dix point six térawattheures (10.6 TWh). Je n'ai aucune idée si Hydro-Québec a un plan pour le faire et s'il l'a, ce n'est pas dans la preuve. Alors, justement, c'est un scénario plausible, identifié et on n'a pas une stratégie pour le répondre, pour garantir, justement, la fiabilité dans le cas d'un scénario fort.** Je trouve ça préoccupant.

52. Si le Distributeur voulait vraiment convaincre la Régie que son Plan était suffisamment flexible, le Distributeur aurait une section de sa preuve qui indiquerait avec suffisamment de détails comment il prévoit obtenir ces 10,6 TWh

additionnels d'énergie en 2027 (et jusqu'à 12 TWh en 2029), en plus de ceux qu'il prévoit déjà acquérir dans son scénario de référence;

53. Un Plan suffisamment flexible ne laisserait pas la Régie et les intervenants spéculer sur ce que ferait le Distributeur pour répondre à un scénario fort (ou faible) – un tel plan l'indiquerait expressément, et ce, pour toutes les années à l'horizon du plan;
54. C'est effectivement la principale raison pour laquelle le RNCREQ ne recommande pas l'approbation du Plan : il laisse dans l'angle mort tout ce qui concerne les mesures qui devront être prises si l'avenir s'écarte du scénario de référence (que ce soit vers le scénario fort ou le scénario faible), et ce, alors que toutes les prévisions pointent vers une croissance substantielle de la demande;
55. Il nous semble d'ailleurs que l'expression « scénario faible » peut induire en erreur. Il faut se garder de croire qu'un « scénario faible » ne tient pas compte de tous les facteurs qui accentuent la demande (décarbonation du secteur industriel, renforcement de la norme VZE, etc.) et qu'il y a donc lieu de miser davantage sur le scénario fort, plutôt que le scénario faible ou le scénario de référence;
56. La réalité est que les prévisions du Distributeur (y compris celles pour le scénario faible) sont réalisées en tenant compte de tous ces facteurs et qu'il n'y a pas plus de chance que la demande s'écarte du scénario de référence d'un côté ou de l'autre (vers le scénario fort ou vers le scénario faible) :

➤ N.S. du 20 mars 2024, [A-0087](#), p. 89-90 :

M. Philip Raphals :

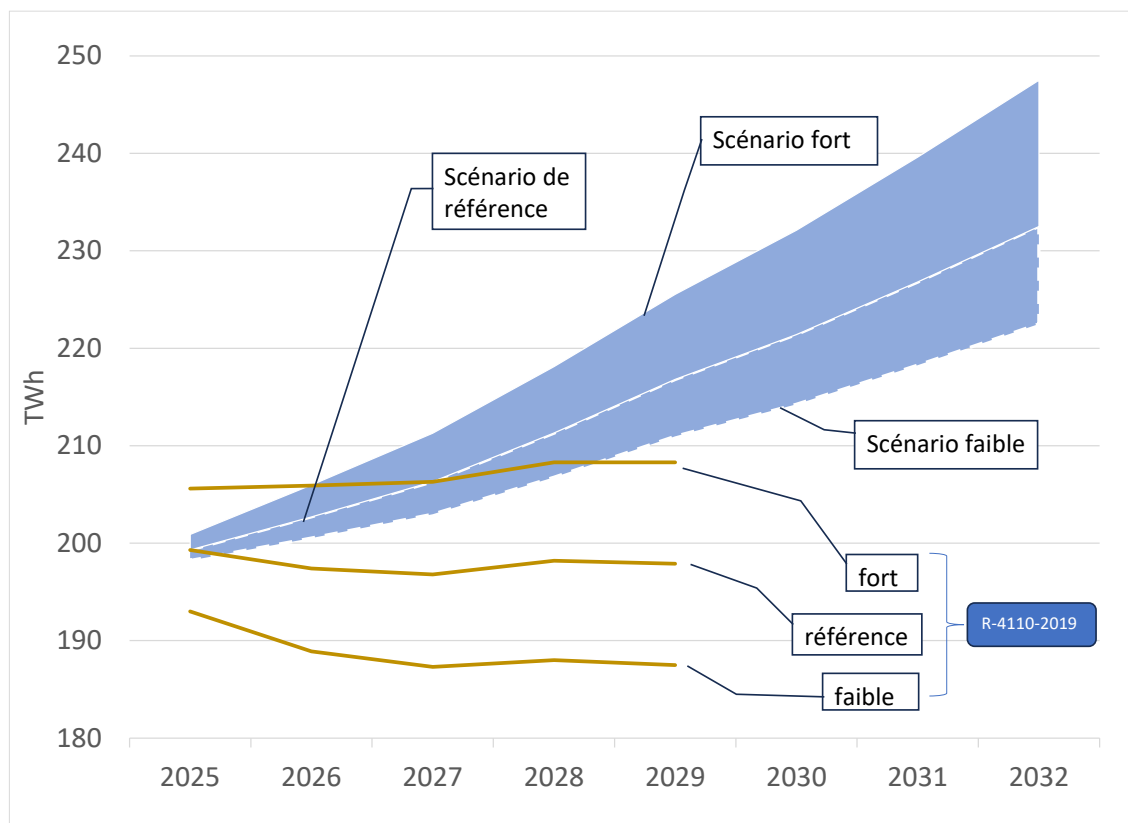
Lui [le Distributeur], sa façon [...] de fixer le scénario de référence, c'est la ligne où cinquante pour cent (50 %) des cas sont plus forts et cinquante pour cent (50 %) sont plus faibles.

Alors, si on accepte l'exercice de planification qu'il a fait, on ne peut pas se dire qu'il y a plus de probabilités dans un sens ou dans l'autre.

57. Dans un sens, il n'est pas surprenant d'avoir le réflexe de préférer les prévisions d'un scénario fort puisque nous anticipons tous une croissance importante de la demande. Cela dit, il ne faut pas oublier qu'à juste titre le scénario faible prévoit lui aussi cette croissance importante de la demande;

58. En fait, comme le démontre le graphique suivant tiré de la présentation de M. Raphals, au-delà de l'année 2028 le scénario « faible » se trouve à être plus fort que le scénario « fort » du Plan d'approvisionnement précédent :

➤ [C-RNCREQ-0071](#), p. 16 :



59. Dans un sens, le mauvais réflexe de croire dans ce dossier que le scénario fort est plus probable que le scénario de référence parce que la demande est appelée à croître comme jamais vu auparavant, pourrait peut-être être contré en renommant les scénarios ainsi :

Scénario faible	→	Scénario très fort
Scénario de référence	→	Scénario beaucoup plus fort
Scénario fort	→	Scénario extrêmement fort

60. Il s'agit bien entendu d'un exercice de style, mais nous soumettons qu'il démontre tout de même comment il peut être hasardeux d'essayer « à l'œil » de bonifier les prévisions du Distributeur en déterminant que le scénario fort est plus probable que le scénario de référence, ou que le scénario faible n'est pas probable vu tous les facteurs qui influenceront la demande au courant des prochaines années;
61. À partir de notre point de vue bien ancré dans le moment présent, en mars 2024, il ne faut pas s'aventurer à repondérer (« *second guess* ») les prévisions du Distributeur et prédire si la demande va être « très forte », « beaucoup plus forte » ou « extrêmement forte » qu'elle ne l'est aujourd'hui;
62. Il faut s'en remettre à l'exercice de prévision réalisé par le Distributeur et accepter que le scénario faible est tout aussi probable que le scénario fort;
63. C'est ce constat qui fait dire à M. Raphals que même si la demande est appelée à croître de façon importante, il y a tout de même un risque de surapprovisionnement et donc de création de surplus;
 - Rapport d'analyse externe de M. Raphals, [C-RNCREQ-0065](#), p. 27 :
64. Cette situation de surplus n'est pas plus probable ou moins probable qu'un manque d'électricité – c'est tout autant probable;
65. Cela dit, les conséquences d'un manque d'électricité sont certainement plus graves que celles d'un surapprovisionnement – et c'est là l'importance d'avoir un plan d'action bien détaillé pour faire face à une telle éventualité;
66. Malheureusement, le Plan soumis par le Distributeur ne détaille pas comment il peut acquérir les 10,6 TWh mentionnés pour 2027 dans le Tableau R-10.1.2, si la demande suit un « Scénario extrêmement fort »;
67. Dans leurs recommandations, M. Raphals et le RNCREQ recommande que la Régie exige le dépôt d'un Plan amélioré dans une nouvelle phase de ce dossier, afin justement que le Distributeur détaille les moyens qu'il entend mettre en place pour répondre adéquatement à la demande si elle s'écarte du scénario de référence;
68. Nous soumettons respectueusement qu'il ne s'agit pas là de refaire tout le plan en entier, mais simplement de compléter l'exercice afin de s'assurer de la robustesse de la stratégie proposée par le Distributeur et *minimalement* prévenir une situation de manque d'énergie si le scénario fort se réalise. Dans de telles circonstances,

nous soumettons que l'exercice peut se faire à brève échéance dans une nouvelle phase du présent dossier;

69. Rappelons effectivement que même s'il peut y avoir une urgence d'agir, il n'y certainement pas d'urgence à adopter une stratégie qui ne nous permettrait pas de faire face à la demande prévue;
70. D'autre part, si la Régie l'estime approprié, rien n'empêche que des appels d'offres soient lancés, même si le Plan d'approvisionnement n'est pas approuvé dans sa globalité;

E. PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES

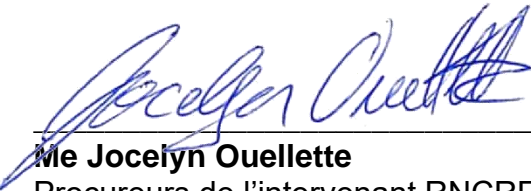
71. En terminant, un mot sur la nécessité de revoir la procédure d'appel d'offres (dans une nouvelle phase de ce dossier ou ailleurs);
72. Dans les dossiers R-4110-2019, phase 3 et R-4207-2022, le RNCREQ avait élaboré dans sa preuve sur la nécessité de revoir la procédure d'appel d'offres et d'octroi;
 - Dossier [R-4110-2019](#), phase 3, [C-RNCREQ-0086](#), p. 3 et ss.;
 - Dossier [R-4207-2022](#), [C-RNCREQ-0012](#), p. 5 et ss.;
73. On y rappelait que la Procédure d'appel d'offres et d'octroi avait été approuvée en juillet 2001, dans le cadre de la décision [D-2001-191](#) et n'avait pratiquement pas changée depuis;
74. À ce moment, la Régie indiquait pourtant que « [au] *moment opportun, la Régie pourra apporter les ajustements nécessaires pour adapter le contenu de la Procédure d'appels d'offres et d'octroi au contexte des approvisionnements du distributeur* » (page 11) ou encore « [qu'une] *réévaluation par la Régie pourrait être faite à la lumière de l'expérience qui sera vécue lors des futurs appels d'offres* » (page 22);
75. Dans les dossiers R-4110-2019 et R-4207-2022, nous faisons valoir qu'il était opportun de moderniser entre autres la [section 3.1](#) de la procédure d'appel d'offres et d'octroi;

76. C'est cette section qui prévoit le processus de sélection en trois étapes :
- Étape 1 - Les soumissions qui ne satisfont pas les exigences minimales sont exclues;
 - Étape 2 - Les soumissions restantes sont classées par catégorie selon le type de produits offerts, et sont évaluées individuellement selon les critères à incidence monétaire et non monétaire et sont pondérées selon la grille d'analyse. Cela permet « *un premier classement des soumissions afin de limiter le nombre de combinaisons de soumissions qui seront analysées plus en détail à l'étape suivante* »;
 - Étape 3 – Le Distributeur forme des combinaisons de soumissions pour atteindre les quantités d'électricité recherchées, selon les conditions demandées. Il sélectionne ensuite la combinaison de projets comportant le coût le plus bas, incluant les coûts de transport applicables;
77. Le problème qu'on y soulevait était que peu importe le nombre de points « non monétaire » (incluant les points environnementaux) qu'un soumissionnaire récoltait à l'étape 2, il passait nécessairement à l'étape 3 et ensuite à cette étape c'était la soumission (ou la combinaison de soumissions) avec le coût le plus bas qui remportait l'appel d'offres;
78. Bref, le pointage « non-monétaire » de l'étape avait peu, voire aucun, impact sur le choix des soumissions;
79. Évidemment, nous soumettions que si les grilles d'analyses prévoyaient des pointages « non monétaires », c'était pour qu'ils aient une utilité dans le processus;
80. Pour pallier à cette lacune, le RNCREQ proposait des améliorations possibles, mais les forums ne se sont jamais prêtés à ce que le RNCREQ élabore en détails sur ces propositions;
81. Mentionnons toutefois que le RNCREQ évoquait la possibilité qu'il y ait deux grilles d'analyses (une monétaire et une autre non monétaire), ou même qu'il y ait un seuil minimum de points « non monétaire » qu'un soumissionnaire doit rencontrer pour passer de l'étape 2 à l'étape 3;
82. Avec égards, nous soumettons que de telles modifications continueraient de respecter l'article [74.1 \(3\) LRÉ](#) qui stipule que l'octroi des contrats doit se faire sur

la base du prix le plus bas [...], mais permettrait de donner aux critères non monétaires la place qu'ils méritent;

83. Dans ces circonstances, nous prions la Régie de retenir les recommandations du RNCREQ à l'égard de la tenue d'une audience où la procédure d'appel d'offres et d'octroi pourra être révisée avant que les appels d'offres prévus ne soient lancés;
84. Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 21 mars 2024



Me Jocelyn Ouellette

Procureurs de l'intervenant RNCREQ

6217, rue Laurendeau

Montréal (Québec) H4E 3X8

Tél. : (514) 436-0759

Fax : (450) 823-2326

jouellette@gmail.com

Notre dossier : 22-0244-020.2