

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

Demande d'approbation du plan
d'approvisionnement 2023-2032 du
Distributeur

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER : R-4210-2022, Phase 2

Rapport du GRAME

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement
(GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 4 mars 2024

Version révisée le 13 mars 2024

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité et du plan d'approvisionnement.

Table des matières

Mandat	2
I. Stratégie pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance.....	4
1.1 Efficacité énergétique	4
1.1.1 Analyse	4
1.1.2 Conclusions et recommandations	6
1.2. Demande en puissance et en énergie liée à la recharge des véhicules électriques ..	8
1.2.1 Demande en puissance liée à la recharge des véhicules électriques	8
1.2.2 Demande en énergie liée à la recharge des véhicules électriques.....	13
1.3 Maintien des approvisionnements associés aux contrats venant à échéance	14
1.3.1 Analyse	14
1.3.2 Conclusions et recommandations	19
II. Acquisition de nouveaux approvisionnements : Établissement des besoins.....	20
2.1. Mise en contexte	20
2.1.1. Horizon 2032	20
2.1.2. Horizon 2050 - Carboneutralité	22
2.2 Exemple de variables pouvant accroître la demande énergétique d'ici 2032 :.....	24
2.3 Exemples de variables pouvant réduire la demande énergétique d'ici 2032 :.....	24
2.4. Conclusions et recommandations	26
III. Appels d'offres de long terme : Approvisionnement renouvelable	27
3.1 Mise en contexte	27
3.2 Le Critère de développement durable	29
3.3. Analyse de la demande	32
3.4. Conclusions.....	35
3.5 Recommandations.....	37

Annexe 1 : Réponses préliminaires du GRAME à la demande du MERN portant sur l'exercice de modernisation de la Loi sur la Régie de l'énergie

Annexe 2 : [Il faudrait 13 barrages de plus pour répondre aux demandes, prévient Hydro-Québec | Radio-Canada.ca](#), Info Radio-Canada, publié le 30 janvier 2023

Annexe 3 : Article du Devoir paru le 2 décembre 2022, [Un écart de 37 TWh entre Legault et les experts](#)

I. STRATEGIE POUR EQUILIBRER LES BILANS D'ENERGIE ET DE PUISSANCE

1.1 Efficacité énergétique

Depuis le dépôt du plan d'approvisionnement en phase 1, le Distributeur a rehaussé la prévision de contribution des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032 :

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. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), p.6

Il indique avoir profité de cet exercice pour identifier des leviers et moyens pour atteindre ses cibles et qu'il travaille à établir des cibles plus ambitieuses visant le plein potentiel technico-économique réalisable¹.

1.1.1 Analyse

En réponse à une demande de la Régie portant sur les hypothèses retenues permettant d'anticiper un rehaussement de 1,3 TWh de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique d'ici 2032, le Distributeur indique que le rehaussement s'explique notamment par l'introduction de nouveaux programmes et la bonification des appuis financiers :

5.1. Concernant le rehaussement de 1,3 TWh de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique à l'horizon 2023 (référence (i)), la Régie note que, d'après les données présentées dans l'état d'avancement 2023 (référence (ii)), le Distributeur anticipe que cette augmentation de la contribution des interventions en efficacité énergétique se fera principalement dans les secteurs Commercial et Industriel. Veuillez élaborer sur les hypothèses retenues par le Distributeur lui permettant d'anticiper un tel scénario, en prenant soin de détailler les hypothèses liées à chacun des trois secteurs.

¹ R-4210-2022, [B-0167](#), p.6

Réponse :

Le rehaussement des cibles pour tous les secteurs s'explique, entre autres, par une bonification des appuis financiers, l'introduction attendue de nouveaux programmes, ainsi que l'évolution des différents programmes existants.

Comme mentionné en référence (i), les éléments de la nouvelle stratégie seront déposés en temps opportun. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0152](#), Réponses à la demande de renseignements no 5 de la Régie, RDDR no 5.1

En réponse aux demandes du GRAME, le Distributeur n'apporte pas d'informations additionnelles à celles qu'il a fournies à la Régie². Le GRAME présume que l'information portant sur le rehaussement des cibles en efficacité énergétique sera disponible au prochain dossier tarifaire.

Puisque les aides financières des programmes du PGEÉ sont présentement limitées par les tests économiques, le GRAME soumet qu'il faudra compter sur un assouplissement réglementaire en 2024 lui permettant d'aller plus loin avec ses offres de programmes et ses appuis financiers, bien que le projet de loi 41³ (*Loi édictant la Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant diverses dispositions en matière de transition énergétique*) pourrait favoriser l'accroissement des résultats en efficacité énergétique et que le programme Logis Vert devrait contribuer à la majorité des économies dans le secteur résidentiel.

Puisqu'aucune information n'est disponible, via les dossiers tarifaires annuels, pour être en mesure d'évaluer si les résultats en efficacité énergétique pourraient par exemple être supérieurs aux prévisions du Distributeur et donc résulter en une réduction des besoins en approvisionnement, le GRAME propose un regard basé sur les données antérieures en efficacité énergétique. Il a procédé à une analyse en utilisant les écarts des prévisions entre le Plan d'approvisionnement de 2019-2029 et celui de 2022-2032.

Concernant les données antérieures, la présentation des résultats ou des prévisions dans les preuves du Distributeur ne permettent pas de comparer les données entre elles. De plus, pour les Plans d'approvisionnement de 2019-2029 et 2022-2032, les résultats en efficacité énergétique ne sont pas identifiés. Cependant, le GRAME émet l'hypothèse que les prévisions du Distributeur se basent notamment sur les résultats de ses programmes en efficacité énergétique :

² R-4210-2022, [B-0152](#), Réponses à la demande de renseignements no 5 de la Régie, RDDR no 5.1

³ [Projet de loi 41](#) : *Loi édictant la Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant diverses dispositions en matière de transition énergétique*

	Détails	En TWh	En %
1	Plan d’approvisionnement 2020-2029 : Prévisions cumulatives 2019-2029 ⁴	5,5	
2	Plan d’approvisionnement 2023-2032 : Prévisions cumulatives 2022-2032 ⁵	8,9	
3	État d’avancement 2023 du Plan d’approvisionnement 2023-2032 : Prévisions cumulatives 2023-2032 ⁶	10,2	
4	Variation dans les prévisions entre les Plan d’approvisionnement de 2020-2029 et 2023-2032 (Ligne 3-1)	4,7	+85,45 %

Cette courte comparaison permet de visualiser que la contribution en efficacité énergétique est en croissance depuis 2019 et qu’elle a presque doublé. Le GRAME est d’avis que la dernière mise à jour du Distributeur dans l’État d’avancement 2023 du Plan d’approvisionnement 2023-2032 pourrait être supérieure sur la durée du présent plan.

Si on regarde la part relative des besoins énergétiques, nous constatons qu’au tableau 4.1, le Distributeur évalue ceux-ci à 178,9 TWh à l’horizon 2032.⁷ Nous constatons que sans la contribution des mesures en efficacité énergétique, les besoins énergétiques seraient de l’ordre de 189,1 TWh, soit de 5,5% supérieurs. Si on fait l’exercice de prendre pour hypothèse que l’estimation du Distributeur de la contribution en efficacité énergétique double par rapport à ses prévisions, d’ici 2032, on se retrouve avec une valeur estimée en efficacité énergétique de 20,4 TWh à l’horizon 2032, donc avec des besoins énergétiques de l’ordre de 168,7 TWh (178,9 TWh – 10,2 TWh), représentant des besoins inférieurs de l’ordre de 5,7 % à l’horizon 2032.

1.1.2 Conclusions et recommandations

Le GRAME est d’avis que la part de l’efficacité énergétique au bilan est toujours très éloignée de son plein potentiel. Par exemple, les modifications législatives attendues à la LRÉ pourraient ouvrir la porte à de nouvelles façons d’aborder l’efficacité énergétique, puisque les aides financières des programmes sont actuellement limitées par les tests économiques.

Le GRAME s’est positionné en septembre 2022 auprès du Bureau de la transition climatique et énergétique du Ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles et a fait valoir qu’un potentiel important de réduction énergétique demeure inatteignable, tant que la LRÉ ne permettra pas aux Distributeurs d’inclure dans leurs revenus requis, et donc dans

⁴ R-4110-2019, [B-0007](#), Plan d’approvisionnement 2020-2029, p.53

⁵ R-4210-2022, [B-0167](#), Phase 2, Plan d’approvisionnement 2023-2032, Phase 2, p. 6

⁶ R-4210-2022, [B-0168](#), État d’avancement 2023, Tableau 7.7, p. 49

⁷ R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 4.1, p. 11

leur réseau de distribution, les actifs liés par exemple à la géothermie, et de procéder ainsi à une réduction accélérée de la consommation, qu'elle soit électrique ou au gaz naturel (Voir Annexe 1 : Réponses préliminaires du GRAME à la demande du MERN portant sur l'exercice de modernisation de la Loi sur la Régie de l'énergie).

Selon le GRAME, des modifications législatives sont nécessaires pour permettre aux distributeurs de concilier une accélération de la transition énergétique avec, non seulement une croissance économique, mais également une disponibilité énergétique accrue pour la décarbonation des procédés industriels. Un tel scénario permettrait que la part de l'efficacité énergétique soit de loin supérieure à un scénario fort de croissance que le GRAME a estimé ci-dessus à 20,4 TWh à l'horizon 2032.

Maintenant, il faut pouvoir répondre aux questions suivantes :

- Peut-on faire l'hypothèse que si la croissance des résultats en efficacité énergétique constatée entre les plans d'approvisionnement antérieurs se poursuit, les besoins énergétiques identifiés par le Distributeur seront inférieurs à ses prévisions ?
- Peut-on faire l'hypothèse que les modifications législatives attendues à la LRÉ permettront de donner des moyens au Distributeur pour atteindre un plein potentiel en efficacité énergétique sur la durée du Plan d'approvisionnement ?
- Peut-on également faire l'hypothèse que les besoins de croissance de la demande seront également alignés avec les prévisions du Distributeur, donc qu'ils ne seront pas supérieurs ?

Pour que la variable efficacité énergétique puisse avoir un impact réel à la baisse sur les besoins d'approvisionnement additionnels du Distributeur, il faudrait pouvoir répondre positivement à ces questions.

Cependant, ce qu'il est important de retenir, c'est que le Distributeur ne peut pas, selon l'état actuel des informations disponibles, prendre le risque que ses approvisionnements énergétiques soient insuffisants pour répondre à la demande, notamment à celle relative à la Décarbonation des procédés industriels.

Considérant les informations disponibles, le GRAME recommande à la Régie de se déclarer satisfaite de la mise à jour des prévisions relatives aux mesures en efficacité énergétique. Il invite la Régie à consulter les conclusions et recommandations du GRAME à la section 2.4 du chapitre *Acquisition de nouveaux approvisionnements : Établissement des besoins*.

1.2. Demande en puissance et en énergie liée à la recharge des véhicules électriques

1.2.1 Demande en puissance liée à la recharge des véhicules électriques

En phase 1 du présent dossier, le GRAME a fait valoir que le *Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*⁸ pourrait avoir un impact sur le nombre de véhicules électriques sur la durée du plan d'approvisionnement.

Le GRAME a également fait valoir que le Plan d'approvisionnement devrait être mis à jour pour tenir compte de l'augmentation de 400 000 VÉ pour l'horizon 2030 afin de refléter l'estimation gouvernementale de l'impact de ces modifications réglementaires :

MONTREAL, le 21 avril 2023 /CNW/ - Comme il s'y est engagé dans le cadre du Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030), le gouvernement du Québec a pour objectif de rehausser les exigences de la norme véhicules zéro émission (norme VZE). Les modifications réglementaires envisagées feront en sorte que deux millions de voitures électriques circuleront sur les routes du Québec en 2030, une augmentation de 400 000 véhicules par rapport à la cible gouvernementale actuelle. (Notre souligné)

Référence : Salle des nouvelles, [Norme véhicules zéro émission – Le gouvernement veut augmenter l'offre de véhicules électriques au Québec](#), Nouvelle fournie par le Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, le 21 avril 2023. (R-4210-2022, Phase 1, [C-GRAME-0019](#))

Dans son état d'avancement⁹, le Distributeur a ajusté ses prévisions pour tenir compte du renforcement de la norme VZE, mais indique que l'impact à la pointe des VÉs en 2032 est moindre qu'anticipé au Plan considérant deux facteurs, soit la nouvelle réalité du télétravail et le fait que le développement « d'une offre favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la prévision »¹⁰.

Bien que le renforcement de la norme VZE amène une hausse significative des ventes par rapport au Plan, l'impact à la pointe des véhicules électriques en 2032 est, quant à lui, plus faible de 73 MW. Depuis la publication du Plan, le Distributeur a reçu de nouvelles données de recharge des véhicules électriques qu'il considère représentatives de la nouvelle réalité du télétravail (voir la section 2.6.1 pour plus de détails). Un des constats dégagés par le Distributeur à la suite de l'analyse de ces données est que l'impact unitaire maximal est moindre qu'anticipé au Plan. De plus, une offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la

⁸ [Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants](#),(2023) 155 G.O. II, 4243

⁹ R-4210-2022, [A-0069](#), p. 14-15

¹⁰ R-4210-2022, [A-0069](#), p. 14-15

prévision. Ces deux éléments contribuent donc à diminuer l'impact des véhicules électriques à la pointe d'hiver. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [A-0069](#), p. 14-15

Dans sa preuve, le Distributeur indique « qu'il prend en compte, en sus des moyens de GDP et de façon implicite à la prévision, une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes »¹¹ et qu'une analyse des moyens qui permettraient d'augmenter le bassin de clients prêts à réduire leur charge en période de pointe est en cours :

3.2. Gestion de la demande de puissance

[...] Cependant, le Distributeur souligne qu'il prend en compte, en sus des moyens de GDP et de façon implicite à la prévision, une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes.

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. (Nos soulignés)

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), p. 6-7

En réponse à la demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique que l'impact de la recharge des VÉs sur la prévision de la pointe d'hiver dépend (1) de l'intégration d'une offre tarifaire et (2) de l'adoption d'autres technologies de transition :

1.1. Malgré la hausse des ventes prévues au secteur résidentiel (référence (i)) en raison essentiellement de l'augmentation de la prévision du nombre de véhicules électriques (VÉ) en circulation (référence (ii)), le Distributeur prévoit une diminution des besoins en puissance à la pointe hivernale pour la recharge des VÉ d'environ 4 % à l'horizon 2032, par rapport au Plan d'approvisionnement (référence (iii)). Veuillez expliquer de quelle manière la prévision des besoins en puissance associés à la recharge des VÉ à la pointe hivernale a été révisée.

Réponse :

Comme expliqué aux sections 2.4 et 2.6.1 de l'État d'avancement 2023 (référence iii), le Distributeur a revu le profil de recharge moyen d'un véhicule électrique (VÉ ou VÉs) en jour de pointe suite à la réception et au traitement « de nouvelles données de recharge des véhicules électriques qu'il considère représentatives de la nouvelle réalité du télétravail »¹. Ce profil de recharge, reproduit de l'État d'avancement 2023 à la figure R-1.1, montre un impact unitaire maximal pour la recharge d'un VÉ en période de pointe de début de soirée (18h à 20h) moindre qu'anticipé lors de la préparation du Plan, malgré un impact en énergie quotidienne plus élevé.

¹¹ R-4210-2022, [B-0167](#), p. 6-7

Par ailleurs, le Distributeur explore présentement quelques solutions pour lui permettre d'encourager le déplacement de la recharge des VÉs en période hors-pointe (l'« offre »). Pour les fins de la prévision de la demande inscrite à l'État d'avancement 2023, le Distributeur a considéré l'offre en développement comme un tarif et, conséquemment, celle-ci a été traitée de façon implicite à la prévision et non comme un moyen de gestion de la demande de puissance au même titre que ceux inscrits au bilan de puissance.

Selon la méthodologie utilisée pour établir l'impact en pointe des VÉs², la modification du profil unitaire de recharge a non seulement l'effet de réduire l'impact maximum en pointe (kW par VÉ), mais aussi de retarder le déplacement de la pointe en début de soirée. Par ailleurs, le Distributeur précise que l'impact de la recharge des VÉs sur la prévision de la pointe d'hiver dépend aussi du déplacement produit par l'intégration de l'offre tarifaire et de l'adoption d'autres technologies de transition. Pour toutes ces raisons, le Distributeur ne peut quantifier et inférer l'impact de chacun des éléments de façon indépendante lorsqu'il effectue une comparaison de deux prévisions des besoins en puissance. (Nos soulignés)

Référence : R-4210-2022, [B-0152](#), Réponse à la demande de renseignement no 5 de la Régie, RDDR no 1.1

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur précise qu'il évalue l'impact de cette offre sur la prévision des besoins en puissance à l'hiver 2031-2032 de l'État d'avancement 2023 à près de -190 MW :

1.1.4. Veuillez préciser de quelle manière et dans quelle proportion cette offre explique la révision à la baisse de 73 MW des besoins en puissance associés à la recharge des VÉ à la pointe d'hivernale.

Réponse :

Comme discuté dans la réponse à la question 1.1, l'impact de l'offre ne peut être évalué ou inféré de façon indépendante pour expliquer l'écart entre les deux prévisions. Cependant, le Distributeur évalue l'impact de cette offre sur la prévision des besoins en puissance à l'hiver 2031-2032 de l'État d'avancement 2023 à près de -190 MW.

Référence : R-4210-2022, [B-0152](#), Réponse à la demande de renseignement no 5 de la Régie, RDDR no 1.1.4

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur indique ne pas pouvoir inférer que l'impact des VÉ à la pointe de l'hiver en l'absence de l'offre serait la différence entre l'impact total et l'impact de l'offre¹², donc que les besoins additionnels en puissance requis par la croissance du nombre de véhicules électriques, sans offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes, seraient de + 190 MW :

¹² R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 2.2

Réponse :

À la référence (vii), le Distributeur mentionne que « (...) l'impact de l'offre ne peut être évalué ou inféré de façon indépendante pour expliquer l'écart entre les deux prévisions ». Comme les besoins additionnels en puissance requis par la croissance du nombre de VÉ dépendent de l'offre, le Distributeur réitère qu'il ne peut inférer que l'impact des VÉ à la pointe de l'hiver en l'absence de l'offre serait la différence entre l'impact total et l'impact de l'offre. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 2.2

En réponse à une demande du GRAME de fournir les besoins additionnels en puissance requis par la croissance du nombre de véhicules électriques, si aucune offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes n'était mise en place, le Distributeur nous réfère¹³ à une réponse fournie à la FCEI et précise ne pas pouvoir évaluer cet impact :

Réponse :

Le Distributeur ne peut évaluer cet impact dans le temps imparti. L'impact annuel de l'offre est tout de même illustré au tableau R-3.3-C de la réponse à la question 3.3.

Le Distributeur a réalisé les analyses nécessaires à l'élaboration du présent dossier. Il ne voit pas la pertinence de réaliser l'analyse supplémentaire demandée, portant sur un scénario hypothétique. Par ailleurs, par sa question, l'intervenant demande au Distributeur de produire un scénario qui ne correspond pas à sa preuve.

Référence : R-4210-2022, [B-0161](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 2 de la FCEI, RDDR no 3.4

En novembre 2023, le gouvernement a annoncé qu'il ajustera la tarification du service public de recharge rapide pour véhicules électriques aux fins d'une facturation en fonction de la quantité d'électricité consommée, plutôt qu'en fonction de la durée de la recharge :

Le gouvernement du Québec propose un projet de règlement afin de modifier le Règlement sur les tarifs d'utilisation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques. La démarche vise à ajouter la possibilité de facturer aux utilisateurs des bornes la quantité d'électricité consommée plutôt que la durée de la recharge. Le projet de règlement a été publié dans la *Gazette officielle du Québec* le 8 novembre 2023, pour une période de consultation de 45 jours.

En Amérique du Nord, l'industrie tend désormais à adopter la tarification en kilowattheures, qui permet une mesure plus transparente, équitable et prévisible du coût de la recharge rapide. Hydro-Québec et son réseau Circuit électrique s'inscrivent dans ce mouvement.

[...]

¹³ R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 2.2.1

Référence : Électrification des transports - [Le gouvernement ajustera la tarification du service public de recharge rapide](#), Gouvernement du Québec, Économie, Innovation et Énergie, 10 novembre 2023

Le 8 novembre 2023, le gouvernement a déposé le Projet de Règlement modifiant le Règlement sur les tarifs d'utilisation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques.¹⁴

En réponse à une demande du GRAME portant sur la prise en compte de ce projet de règlement dans l'évaluation à la baisse de l'impact de la recharge des VÉs sur les besoins en puissance, le Distributeur indique que le projet de règlement a été publié après le dépôt de l'État d'avancement 2023 à la Régie, donc qu'il n'a pas été pris en compte dans l'évaluation de l'impact de la recharge des VÉ sur les besoins en puissance :

Réponse :

Le projet de règlement a été publié le 8 novembre 2023, soit une semaine après le dépôt de l'État d'avancement 2023 à la Régie. Ainsi, le Distributeur n'a pas pu prendre en compte les informations contenues dans le projet mentionné à la référence (vi) dans l'évaluation de l'impact de la recharge des VÉ sur les besoins en puissance.

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 2.3

1.2.1.1. Conclusions et recommandations

Considérant le Projet de Règlement modifiant le Règlement sur les tarifs d'utilisation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques, nous pouvons conclure que la demande en puissance à la pointe pourrait être inférieure aux prévisions du Distributeur.

Cependant, le GRAME est d'avis qu'il est prématuré d'inclure une réduction de la demande dans l'évaluation de la demande en puissance liée à ce projet de règlement, puisque la demande en puissance pour la recharge des véhicules électriques en période de pointe de début de soirée (18h à 20h) à domicile ne sera pas réduite par ces modifications réglementaires ; seuls les véhicules en déplacement seront concernés. Il est donc peu probable que cette réduction soit significative et impacte suffisamment la demande en puissance à la pointe de sorte de modifier l'échéancier d'acquisition de nouveaux approvisionnements.

De plus, le Distributeur a indiqué « qu'il prend en compte, en sus des moyens de GDP et de façon implicite à la prévision, une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes »¹⁵ et « qu'une offre présentement

¹⁴ Règlement modifiant le [Règlement sur les tarifs d'utilisation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques](#), (projet) (2023) 45 G.O. II, 4998

¹⁵ R-4210-2022, [B-0167](#), p. 6-7

en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la prévision »¹⁶, laquelle vise la clientèle du Distributeur, donc la recharge à domicile pour les clients résidentiels.

1.2.2 Demande en énergie liée à la recharge des véhicules électriques

Concernant la demande en énergie liée à la recharge des véhicules électriques, le Distributeur a pris en compte le renforcement de la norme VZE dans ses nouvelles prévisions des ventes prévues pour le secteur résidentiel via une augmentation des ventes de l'ordre de +1,8 TWh.

2.2.1. Secteur Résidentiel

Les ventes prévues au secteur Résidentiel présentent un écart de +1,2 TWh à l'année 2032 par rapport au Plan. Cette hausse s'explique essentiellement par le renforcement de la norme VZE qui se traduit par une augmentation des ventes à terme de +1,8 TWh, combinée à des efforts supplémentaires en efficacité énergétique (-0,3 TWh) et des ventes plus faibles qu'anticipées (-0,3 TWh).

Référence : R-4210-2022, [B-0168](#), p. 11

Le GRAME est donc d'avis, considérant les données disponibles, que la croissance de la demande en énergie imputée à l'électrification des transports reflète le nombre de véhicules électriques qui sera en circulation d'ici 2032.

3. PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ

Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032 par rapport à des ventes d'électricité anticipées à 179,5 TWh en 2022. Cela se traduit par une croissance prévue des ventes régulières de 24,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %.

Près d'un tiers de l'accroissement des ventes résulte de l'électrification des transports. La prévision du Distributeur reflète les projets de règlements visant le resserrement de la norme Véhicule zéro émission (VZE), ainsi que l'interdiction de vente de véhicules neufs à combustion à partir de 2035. Le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2032 est par conséquent évalué à 2,2 millions, soit 39 % du parc automobile québécois. (Nos soulignés)

Référence : R-4210-2022, [B-0009](#), p. 11-12

Finalement, le GRAME conclut que pour cet aspect, l'impact de la recharge des véhicules électriques [...] est pris en compte de manière réaliste dans l'évaluation des besoins d'approvisionnement de long terme du Distributeur.

¹⁶ R-4210-2022, [A-0069](#), p. 14-15

1.3 Maintien des approvisionnements associés aux contrats venant à échéance

1.3.1 Analyse

Le projet de [Règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne](#) vise les contrats ayant une date d'expiration au plus tard le 12 décembre 2032 et répondant à certaines autres conditions.

Selon le tableau 3.1, les contrats éoliens venant à échéance en 2032 correspondent à une puissance contractuelle de 1 143,1 MW¹⁷.

**TABLEAU 3.1 :
CONTRATS ÉOLIENS VENANT À ÉCHÉANCE
À L'HORIZON 2035**

N°_AO	Nom du projet	Puissance contractuelle (MW)	Énergie contractuelle (MWh)	Date de fin du contrat
AO 2003-02	Baie-des-Sables	109,5	302 418	2026-11-21
AO 2003-02	L'Anse-à-Valleau	100,5	299 924	2027-11-09
AO 2003-02	Carleton	109,5	344 840	2028-11-21
AO 2003-02	Saint-Ulric-Saint-Léandre	133,3	333 796	2029-11-19
AO 2003-02	Mont-Louis	100,5	286 000	2031-09-16
AO 2003-02	Montagne-Sèche	58,5	191 711	2031-11-24
AO 2005-03	Le Plateau	138,6	400 457	2032-03-27
AO 2005-03	Saint-Robert-Bellarmin	80,0	286 627	2032-10-10
AO 2003-02	Gros-Morne	211,5	683 071	2032-11-28
AO 2005-03	Montérégie	101,2	274 100	2032-12-11
Total (Horizon 2032)		1143,1	3 402 944	

[...]

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 3.1 : Contrats éoliens venant à échéance à l'horizon 2035 (total horizon 2032), p. 7

Parmi les objectifs du projet de règlement, on retrouve l'optimisation de toute la valeur de production des parcs éoliens existants et la diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise :

« Ce projet de règlement occasionnera les répercussions suivantes sur les citoyens et sur les entreprises :

- L'optimisation de toute la valeur de production des parcs éoliens existants ;
- Le maintien des retombées pour les communautés d'accueil de ces installations, notamment en ce qui a trait aux emplois ;

¹⁷ R-4210-2022, [B-0167](#), p. 7, Tableau 3.1 : Contrats éoliens venant à échéance à l'horizon 2035 (total horizon 2032)

- La diminution du prix d’achat de l’électricité au bénéfice de la clientèle québécoise ;
- L’augmentation des bénéfices des producteurs sur les investissements réalisés estimés à 105,1 millions de dollars par année. »

[...]

« 1. Le présent règlement s’applique à l’égard d’un parc éolien pour lequel un contrat d’approvisionnement en électricité respectant les conditions suivantes a été conclu :

1° il a été conclu entre un producteur et le distributeur d’électricité à la suite d’un appel d’offres lancé par ce dernier en vertu de l’article 74.1 de la Loi sur la Régie de l’énergie (chapitre R-6.01) pour satisfaire les besoins d’un bloc d’énergie éolienne ;

2° il prévoit le début des livraisons à une date comprise dans la période du 22 novembre 2006 au 12 décembre 2012;

3° il prévoit une date d’expiration au plus tard le 12 décembre 2032.

2. La capacité maximale de production admissible d’un parc éolien d’un producteur qui participe à un programme d’achat d’électricité de source éolienne du distributeur d’électricité est d’au plus 215 MW. » (Nos soulignés)

Référence : [Règlement sur la capacité maximale de production d’un parc éolien pour les fins d’un programme d’achat d’électricité de source éolienne](#) (projet), (2023) 155 G.O. II, 4125

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si l’optimisation de la valeur de production des parcs éoliens existants permettrait l’ajout de puissance contractuelle additionnelle au 1 143,1 MW d’ici 2032, ou ultérieurement, pour les contrats venant à échéance au plus tard le 12 décembre 2032, le Distributeur indique que le programme visant cette optimisation est en cours de rédaction et que les modalités du programme seront précisées « *suivant l’entrée en vigueur du règlement sous sa forme finale, dont notamment celles relatives à la capacité maximale de production admissible d’un parc éolien* »¹⁸ :

Réponse :

Le Distributeur tient d’abord à préciser que l’extrait du tableau 3.1 de la référence (ii) présente seulement l’information des contrats éoliens venant à échéance d’ici le 12 décembre 2032 qui sont visés par le projet de règlement et dont la puissance contractuelle totalise 1 143,1 MW.

Le Distributeur travaille actuellement à la rédaction des modalités du programme d’achat d’électricité (le « Programme ») et celles-ci seront précisées en temps opportun, suivant l’entrée en vigueur du règlement sous sa forme finale, dont notamment celles relatives à la capacité maximale de production admissible d’un parc éolien. (Notre souligné)

¹⁸ R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d’Hydro-Québec dans ses activités de distribution d’électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.1

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.1

Le Distributeur indique dans sa preuve que sa stratégie vise à maintenir les approvisionnements des parcs éoliens identifiés au tableau 3.1 et qu'il présentera à la Régie une demande d'approbation des modalités du Programme en vue de son lancement prévu au deuxième trimestre de 2024, suivant l'entrée en vigueur du projet de règlement :

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

Plusieurs contrats d'approvisionnement en électricité (les « contrats ») viendront à échéance au cours des prochaines années, dont la majorité pour de la production d'énergie éolienne.

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.

[...]

La stratégie visant à maintenir ces approvisionnements au terme de ces contrats repose sur le projet de règlement (note 5) publié le 13 septembre 2023 par le gouvernement et visant la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne (le « Programme »).

Ce projet de règlement, en consultation pour une période de 45 jours à compter de sa publication à la Gazette officielle du Québec, vise notamment l'optimisation de toute la valeur de production des parcs éoliens existants dont les contrats viennent à échéance au plus tard le 12 décembre 2032, ainsi que la diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise.

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.

Pour les contrats venant à échéance après le 12 décembre 2032, le Distributeur s'assurera de mettre en place les moyens pour maintenir leurs approvisionnements au terme de leur échéance. 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. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), p. 7-8

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si le Distributeur a vérifié auprès des producteurs dont les projets sont identifiés au tableau 3.1 se terminant au plus tard le 12 décembre 2032 si la durée de vie des équipements en place permettra le maintien de la puissance contractuelle au-delà de 2032, le Distributeur confirme avoir eu des échanges avec les fournisseurs des projets visés, lesquels ont précisé que l'entretien rigoureux, les améliorations apportées, les inspections, et les études en cours leur permettent de gérer le risque associé à la fiabilité des éoliennes après la durée contractuelle originale :

Réponse :

D'emblée, le Distributeur tient à préciser que le Programme vise le maintien de l'approvisionnement des projets éoliens visés au projet de règlement au-delà de l'échéance actuelle de leur contrat. Seuls les fournisseurs dont les projets sont visés 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.

Le Distributeur confirme qu'il a eu des échanges avec les fournisseurs des projets visés. Ceux-ci ont mentionné que l'entretien rigoureux et les améliorations apportées aux éoliennes, les inspections réalisées annuellement et celles à venir avant l'échéance de leur contrat, de même que les études des consultants en cours ou à venir leur permettent de gérer le risque associé à la fiabilité des éoliennes après la durée contractuelle originale. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.2

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si les termes actuels des contrats permettent : (1) une modification des quantités prévues, (2) une prolongation ou un renouvellement des contrats au-delà de la date de fin de contrat de même (3) qu'une réduction ou un maintien du prix d'achat, le Distributeur fournit les informations suivantes :

Réponse :

Le Distributeur indique que les contrats d'énergie éolienne :

(1) permettent la modification des quantités d'énergie contractuelle, à la baisse et à la hausse pour les contrats issus de l'appel d'offres A/O 2003-02 et seulement à la baisse pour les contrats issus des appels d'offres postérieurs à celui-ci.

(2) ne contiennent aucune clause de prolongation ou de renouvellement au-delà de leur échéance.

(3) ne prévoient pas la réduction ou le maintien du prix d'achat par le Distributeur.

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.3

Pour ce qui est du prix, les termes actuels des contrats ne prévoient pas la réduction ou le maintien du prix d'achat par le Distributeur¹⁹, ni de clause de prolongation ou de renouvellement au-delà de leur échéance. Cependant, un prix d'achat différent pourrait être négocié via le programme d'achat d'électricité (le « Programme »). Il faudra donc attendre le dépôt des modalités du programme d'achat d'électricité (le « Programme ») pour pouvoir savoir si une réduction des prix sera possible.

¹⁹ R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.3

3.4. (Réf. i. et iii.) En lien avec vos réponses précédentes, veuillez préciser si des négociations seraient nécessaires pour une réduction du prix d'achat afin d'assurer une diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise ?

Réponse :

Dans la mesure où les contrats actuels ne contiennent pas de clause de renouvellement, les parties ne peuvent négocier de telles modalités contractuelles. Voir également la réponse à la question 3.3. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.4

À cet égard, le Distributeur souligne la possibilité d'obtenir un prix inférieur à celui d'un tout nouveau projet, considérant l'amortissement des investissements :

19.8.1.1 Le cas échéant, veuillez indiquer comment le Distributeur pourra s'assurer de la volonté des promoteurs concernés de renouveler leurs contrats au prix offert, sachant que le niveau d'investissement requis pourrait varier d'un parc à l'autre.

Réponse :

Le Distributeur considère que les attentes des promoteurs à l'égard du prix offert seront notamment conditionnées par le fait que leurs contrats respectifs actuels leur auront permis d'amortir leurs investissements initiaux et, dans ce contexte, par la possibilité d'atteindre un rendement raisonnable à un prix inférieur à celui d'un tout nouveau projet. (Notre souligné)

R-4210-2022, [B-0163](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du RNCREQ, RDDR no 19.8.1.1

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur indique considérer raisonnable d'anticiper le maintien de l'approvisionnement associé aux contrats au-delà de leur échéance :

3.5. Le Distributeur est-il confiant de pouvoir maintenir ces contrats sur une durée plus longue que prévue ou les renouveler ?

Réponse :

Le Distributeur considère raisonnable d'anticiper le maintien, au-delà de leur échéance contractuelle actuelle, de l'approvisionnement associé aux contrats visés par le projet de règlement, soit près de 1 143,1 MW. Voir également la réponse à la question 3.2. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.5

1.3.2 Conclusions et recommandations

Le GRAME a pris connaissance des mesures proposées par le Distributeur afin de maintenir l’approvisionnement associé aux contrats venant à échéance et est satisfait des indications fournies, notamment pour les contrats avec de petites centrales hydrauliques et ceux de cogénération.

Concernant le maintien et l’optimisation des parcs éoliens existants venant à échéance d’ici le mois de décembre 2032 et selon l’information fournie par le Distributeur²⁰, le GRAME est d’avis que l’ordre de grandeur pourrait être équivalent ou inférieur aux quantités contractuelles, soit sur la période du plan d’approvisionnement 2032, puisque certains contrats arrivent à échéance entre 2026 et 2031, pour un total de 611,8 MW sur 1143,1 MW.²¹

Que l’ordre de grandeur soit inférieur ou équivalent, les besoins de nouveaux approvisionnements identifiés par le Distributeur ne seraient toutefois pas inférieurs, ils ne pourraient qu’être supérieurs. Cependant, le GRAME est d’avis que le Distributeur pourra dans l’avenir proposer de nouveaux appels d’offres, si le maintien des quantités des contrats éoliens identifiés au tableau 3.1²² et venant à échéance au plus tard en 2032 pose problème.

Concernant la possibilité d’une réduction du prix d’achat, le GRAME est d’avis qu’il est prématuré de se prononcer sur cet aspect et est satisfait des informations fournies par le Distributeur à ce jour.

Le GRAME note que les modalités du programme d’achat d’électricité (le « Programme ») du Distributeur pour le maintien de l’approvisionnement associé aux contrats venant à échéance d’ici le mois de décembre 2032 sera déposé au deuxième trimestre de 2024²³ et il recommande à la Régie de se déclarer satisfaite des informations fournies par le Distributeur quant au maintien des quantités contractuelles des contrats éoliens identifiés au tableau 3.1.

²⁰ R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d’Hydro-Québec dans ses activités de distribution d’électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 3.2

²¹ R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 3.1 : Contrats éoliens venant à échéance à l’horizon 2035 (total horizon 2032), p. 7

²² R-4210-2022, [B-0167](#), p. 7, Tableau 3.1 :

²³ R-4210-2022, [B-0167](#), p. 7-8

II. ACQUISITION DE NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS : ÉTABLISSEMENT DES BESOINS

2.1. Mise en contexte

2.1.1. Horizon 2032

Dans cette section, le GRAME met en perspective certaines variables pouvant accroître ou réduire la demande énergétique d'ici 2032. L'objectif est de pouvoir répondre aux questions suivantes, à savoir si les prévisions relatives aux besoins énergétiques sont soutenables et si la Régie devrait autoriser l'acquisition des nouveaux approvisionnements prévus par le Distributeur au tableau 3.4 :

TABLEAU 3.4 :
APPELS D'OFFRES PRÉVUS

	Besoins de 2028 (automne 2027)	Besoins de 2029 (automne 2028)	Besoins de 2030 (automne 2029)	Besoins de 2031 (automne 2030)
A/O de LT (1)(2) toutes sources (2024) Énergie annuelle		750 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	450 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	800 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée
A/O de CT (2024/2025) Base hivernale	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) Base hivernale			1 400 MW puissance et énergie garantie	

Notes :

(1) En fonction des capacités résiduelles sur le réseau suite à l'octroi des projets issus de l'AO 2023-01.

Les besoins qui n'auraient pas été comblés à l'issue de cet AO de LT pourront l'être par des AO de CT.

(2) Aux fins du calcul de l'énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 3.4 : Appels d'offres prévus, p. 10

En guise d'introduction, selon le mémoire déposé par Hydro-Québec dans le cadre des consultations relatives au projet de loi 2, lequel permet au Distributeur de refuser des demandes d'alimentation de plus de 5 MW, les demandes de projets totalisaient 23 000 MW ce qui, selon la société d'État, « équivaldrait à la construction de 13 complexes comme celui de la rivière Romaine ». Selon le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie du Québec, Pierre Fitzgibbon, l'évaluation des besoins pour les projets serait située plutôt entre 8 000 et 10 000 MW, pour notamment la priorisation des projets de décarbonation :

Il faudrait 13 barrages comme La Romaine pour répondre aux demandes, dit Hydro-Québec

C'est « irréaliste » d'accepter tous les projets notamment de la filière des batteries, d'hydrogène vert et d'aluminium vert, écrit la société d'État dans un nouveau mémoire.

23 000 MW de demandes

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, Pierre Fitzgibbon, avait déjà évoqué 20 000 MW de demandes sur son bureau.

Plus précisément, le total est de 23 000 MW, calcule Hydro-Québec. C'est la puissance qu'il faudrait ajouter si on acceptait d'alimenter tous ces projets.

Cela « équivaldrait à la construction de 13 complexes comme celui de la rivière Romaine », estime la société d'État, et comprendrait :

- plus de 80 projets de plus de 50 MW, pour environ 20 000 MW;
- plus de 150 projets de 5 à 50 MW, pour environ 3 000 MW.

« Bien entendu, un tel scénario est irréaliste. Des contraintes techniques, économiques et sociales font qu'il ne sera possible d'alimenter qu'une fraction des demandes reçues. »

[...]

Entre 8000 et 10 000 MW seront nécessaires, selon Pierre Fitzgibbon

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie du Québec, Pierre Fitzgibbon, a réagi sur son compte Twitter. Il admet que de « réaliser 23 000 MW de projets est irréaliste ». Il écrit que son ministère « évalue qu'entre 8000 et 10 000 MW seront nécessaires pour les projets ».

« On doit prioriser des projets de décarbonation avec des retombées économiques importantes. »

— Pierre Fitzgibbon, ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie du Québec

Référence : [Il faudrait 13 barrages de plus pour répondre aux demandes, prévient Hydro-Québec | Radio-Canada.ca](#), Info Radio-Canada, publié le 30 janvier 2023 (Annexe 2)

Le GRAME soumet que ces informations sont à mêmes d'informer la Régie sur les besoins énergétiques potentiels et qu'en regard des demandes d'alimentation, des choix stratégiques seront faits sur la durée du présent Plan d'approvisionnement.

Nous nous retrouvons à l'ère d'une croissance dans les projections en termes de besoins électriques, donc de la demande électrique.

La [Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité](#) prévoyant que le Distributeur devra obtenir l'autorisation du ministre pour distribuer de l'électricité d'une puissance de 5 000 KW et plus, le Distributeur demeurera tributaire des choix qui seront exercés par le gouvernement du Québec pour l'approbation des demandes 5 000 kilowatts et plus.

Ainsi, bien que d'autres facteurs de l'équation « équilibre entre l'offre et la demande » puissent varier sur la durée du Plan, comme par exemple un accroissement significatif de l'impact de l'efficacité énergétique, l'évolution de la demande électrique pourrait également avoir un impact à la hausse sur les besoins en approvisionnement.

Considérant des besoins énergétiques de l'ordre de 23 000 MW²⁴ identifiés par Hydro-Québec pour répondre aux demandes de projets, et bien que ces projets ne pourraient pas tous être concrétisés, le GRAME est d'avis que globalement, il est très peu probable que les besoins identifiés par le Distributeur diffèrent de ceux identifiés au tableau 3.4.²⁵

2.1.2. Horizon 2050 - Carboneutralité

Si nous regardons maintenant les objectifs de carboneutralité à l'horizon 2050, il appert que la demande énergétique sera en croissance lors des prochains plans d'approvisionnement et que les besoins énergétiques pourraient être sous-estimés par le gouvernement, selon le rapport de Dunsky [Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050](#) (Mise à jour 2021) commandé par le MELCCC, soit de 137 TWh²⁶, plutôt que 100 TWh, représentant « une augmentation de 65 % de la capacité de production. »²⁷

Le premier ministre François Legault ignorait l'existence d'une étude commandée par son gouvernement indiquant qu'il faudra 137 TWh, plutôt que 100 TWh comme il l'a dit dans son discours d'ouverture cette semaine, pour éliminer tous les gaz à effet de serre d'ici 2050.

[...]

Dans son discours prononcé mercredi à l'Assemblée nationale, M. Legault a affirmé qu'un débat sera nécessaire pour déterminer comment seront comblés les nouveaux besoins en approvisionnement d'Hydro-Québec, qu'il chiffre à 100 TWh. Les moyens disponibles sont les énergies éolienne et solaire ou la construction de nouvelles centrales hydroélectriques.

« On l'a dit, on a calculé, ça va prendre l'équivalent de 100 TWh d'électricité d'ici 2050 pour électrifier toute l'économie du Québec, 100 TWh de plus que le 200 TWh qu'on a déjà chez Hydro-Québec, a déclaré mercredi M. Legault. M. Sauves a expliqué jeudi que ce chiffre est tiré du plan stratégique de la société d'État, qui le considère comme un minimum. »

Selon le document d'Hydro-Québec, « plus de 100 TWh additionnels d'électricité propre seront requis pour que le Québec atteigne la carboneutralité à l'horizon 2050 ».

Référence : Article du Devoir parue le 2 décembre 2022, [Un écart de 37 TWh entre Legault et les experts](#) (Annexe 3)

²⁴ [Il faudrait 13 barrages de plus pour répondre aux demandes, prévient Hydro-Québec | Radio-Canada.ca](#), Info Radio-Canada, publié le 30 janvier 2023 (Annexe 2)

²⁵ R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 3.4 : Appels d'offres prévus, p. 10

²⁶ [Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050](#), p. 27

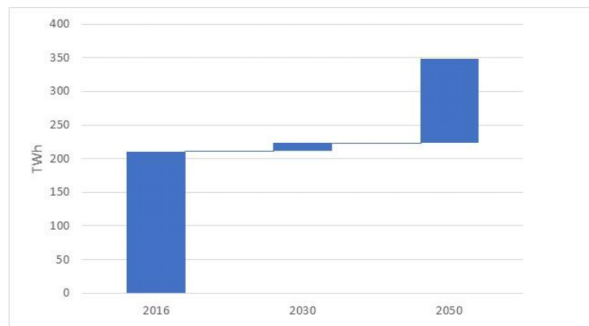
²⁷ [Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050](#), p. 27

Finalement, le rapport de Dunsky [Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050](#) (Mise à jour 2021) précise qu'à l'horizon 2030, l'électricité additionnelle requise pour répondre à l'électrification croissante est moindre qu'anticipé en 2019. Le GRAME en comprend que les besoins additionnels électriques pour la décarbonation seront croissants d'ici 2050, mais que sur l'horizon du présent Plan d'approvisionnement, certaines variables en limitent la croissance :

Bien qu'une augmentation de la production d'électricité soit nécessaire pour effectuer la transition énergétique, on note toutefois une diminution des besoins additionnels en électricité relativement à ceux décrits dans le rapport de 2019, notamment à l'horizon 2030, pour deux raisons principales :

- Une révision à la baisse du taux d'augmentation anticipé de la production industrielle future au Québec (qui devrait croître à un rythme moins rapide que prévu en 2019), et
- L'incorporation de délais de construction pour la nouvelle production d'électricité plus longs et plus réalistes dans les hypothèses, surtout pour la grande hydroélectricité, ce qui pousse le modèle à réduire les exportations d'électricité à plus court terme plutôt que de mettre en œuvre de nouvelles capacités de production.

Graphique S6 : L'électricité additionnelle requise en 2030 et en 2050 pour répondre à l'électrification croissante des systèmes, (selon la trajectoire de réduction Trajectoire D).



Référence : [Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050](#), p. 24-25

Il faudra cependant être très prudent lors de l'étude des prochains plans d'approvisionnement pour bien cibler l'évolution de la demande relative à la décarbonation, considérant le « *délai moyen de 5 ans entre la date de lancement d'un appel d'offres et la date de début des livraisons d'électricité* ». ²⁸

²⁸ R-4210-2022, [B-0152](#), Réponse no 9.2

2.2 Exemple de variables pouvant accroître la demande énergétique d'ici 2032 :

En résumé, certaines variables pourraient faire varier à la hausse les prévisions en regard de la demande électrique de l'horizon 2032, soit :

- *La décarbonation des procédés industriels* : L'évolution de la demande électrique pour la décarbonation des procédés industriels;
- *La recharge des véhicules électriques* : L'évolution de la demande électrique pour la recharge des véhicules électriques, laquelle sera fonction des résultats des outils favorisant le déplacement de la recharge électrique pour la demande en puissance à la pointe du réseau, de la part relative du marché des véhicules électriques résidentiels plus lourds de type VUS²⁹ et finalement l'augmentation du nombre de véhicules électriques sur la durée du Plan.
- *Croissance de la demande* : L'évolution de la demande électrique nécessaire à l'atteinte de la carboneutralité, à la décarbonation des bâtiments, de même que pour les besoins jugés prioritaires, comme le soutien aux filières stratégiques (la production d'hydrogène vert, les domaines d'activités liés à l'électrification et à la lutte contre les changements climatiques, la valorisation et à la séquestration du carbone, à la production de matériaux à faible empreinte carbone, etc.³⁰

Le GRAME est d'avis qu'il sera important pour la Régie de suivre attentivement l'évolution de la demande dans le temps. Il soumet que le prochain plan d'approvisionnement permettra de faire le point pour confirmer ou infirmer le risque d'accroissement de la demande énergétique par rapport aux prévisions du présent Plan.

2.3 Exemples de variables pouvant réduire la demande énergétique d'ici 2032 :

En résumé, certaines variables pourraient faire varier à la baisse les prévisions en regard de la demande électrique de l'horizon 2032, soit :

- *Tarifification dynamique* : Il est possible et même probable que d'ici 2032, l'on voit se développer une tarification différenciée dans le temps. Une telle tarification aurait plus d'impact sur la pointe du réseau que sur la demande énergétique totale liée aux appels d'offres de long terme. Par ailleurs, nous sommes toujours en attente des modifications législatives annoncées par le gouvernement. Ainsi, le GRAME est d'avis que la Régie devra suivre de près l'impact sur la demande électrique de tout changement apportée à la base tarifaire, le prochain plan d'approvisionnement sera à même de prendre en compte ce type de variable :

²⁹ R-4210-2022, [C-GRAME-0013](#), p. 25-26

³⁰ [Le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 78 et 85 pdf

QUÉBEC — Les Québécois ont pris l'habitude de consommer l'électricité sans compter. Mais cette belle insouciance envers le gaspillage de l'énergie sera bientôt révolue, si on se fie au gouvernement Legault, déterminé à inverser la tendance.

Le ministre de l'Énergie, Pierre Fitzgibbon, annonce l'ère de la « sobriété » en matière de consommation d'électricité

En 2023, il promet de déposer un projet de loi « très costaud » visant à freiner l'appétit énergétique des Québécois et à revoir toute la base tarifaire d'Hydro-Québec, à compter d'avril 2025. (Notre souligné)

Référence : [Gaspillage d'énergie: Fitzgibbon veut que les Québécois modèrent leur consommation | L'actualité \(lactualite.com\)](#)

Et

Aucun scénario ne semble exclu pour atteindre l'objectif de «sobriété» nourri par M. Fitzgibbon, qui pourrait bien se laisser tenter par la «tarification dynamique».

Le modèle de tarification modulée selon la consommation et le moment de la journée doit être envisagé, a-t-il dit. Plus on consommera d'électricité, surtout en période de pointe, l'hiver, à l'heure du souper par exemple, et plus la facture d'Hydro-Québec risquerait d'augmenter. Utiliser en même temps la laveuse, la sècheuse, le lave-vaisselle et la cuisinière pourrait avoir son prix, surtout durant les longs mois d'hiver.

«Il faut le regarder. Absolument», a-t-il dit, en ajoutant que la «sobriété» serait aussi bienvenue au moment de s'approcher du thermostat pour déterminer la température désirée à l'intérieur de la maison.

Référence : R-4210-2022, [C-GRAME-0016 : Gaspillage d'énergie: Fitzgibbon veut que les Québécois modèrent leur consommation | L'actualité \(lactualite.com\)](#), p. 2

- *Efficacité énergétique* : Le GRAME est d'avis que la part de l'efficacité énergétique au bilan est toujours très éloignée de son plein potentiel. Par exemple, les modifications législatives attendues à la LRÉ pourraient ouvrir la porte à de nouvelles façons d'aborder l'efficacité énergétique, puisque les programmes sont actuellement limités par les tests économiques.

Pour que la variable efficacité énergétique puisse avoir un impact réel à la baisse sur les besoins d'approvisionnement additionnels du Distributeur d'ici 2032, il faudrait pouvoir se transposer au prochain plan d'approvisionnement, alors que les modifications législatives attendues à la LRÉ seront connues.

2.4. Conclusions et recommandations

Le GRAME recommande à la Régie de se déclarer satisfaite de la mise à jour de la prévision la demande en puissance et en énergie, incluant l'impact des mesures d'efficacité énergétique.

Cependant, le GRAME est d'avis qu'il sera important pour la Régie de suivre attentivement l'évolution de la demande dans le temps. Il soumet que le prochain plan d'approvisionnement permettra de faire le point pour confirmer ou infirmer le risque d'accroissement de la demande énergétique par rapport aux prévisions du présent Plan.

Considérant l'importance d'être en mesure de rencontrer la demande nécessaire à la décarbonation, le GRAME réitère que le Distributeur ne peut pas, selon l'état actuel des informations disponibles, prendre le risque que ses approvisionnements énergétiques soient insuffisants pour répondre à la demande d'ici 2032.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que les appels d'offres prévus par le Distributeur au Tableau 3.4 doivent être considérés **comme des approvisionnements additionnels minimums**.³¹

³¹ [B-0167](#), Tableau 3.4, p. 10

III. APPELS D'OFFRES DE LONG TERME : APPROVISIONNEMENT RENOUELABLE

3.1 Mise en contexte

En 2004, l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie se lisait comme suit :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. » [D-2004-212](#), p. 4

En 2024, l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie se lit comme suit :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. » (Notre souligné) [R-6.01 - Loi sur la Régie de l'énergie \(gouv.qc.ca\)](#)

L'enjeu du respect des objectifs des politiques énergétique du gouvernement était donc absent lors de la détermination par la Régie des indicateurs du *Critère de développement durable* dans la décision [D-2004-212](#), lesquels identifiaient les pointages accordés à ces critères, il y maintenant 20 ans de cela.

Rappelons que la cible de réduction des émissions de GES du Québec, énoncée en 2020 par le Plan pour une économie verte 2030, s'établit à 37,5 % d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990³² :

Force est de reconnaître que le défi à relever est immense ! Le Québec s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990. Il s'agit là d'un objectif ambitieux pour une nation dont la production électrique provient déjà presque entièrement de sources propres et renouvelables. Cela signifie que nous devons concentrer nos efforts sur des potentiels de réduction plus difficiles à réaliser, nécessitant notamment de revoir en profondeur nos modes de production et nos modes de vie. (Notre souligné)

Référence : [Le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 6

À titre de comparaison, nous pouvons constater que les cibles de réduction de GES ont été en évolution constante, passant d'une réduction de 6 % sous le niveau de 1990, à une réduction de 20 % sous le niveau de 1990 :

³² [Le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 6

Signalons tout de même que, selon certaines données divulguées par Environnement Canada, le Québec aurait atteint, en 2012, la cible qu'il s'était fixée conformément au protocole de Kyoto, soit une réduction de 6 % sous le niveau de 1990. En novembre 2009, il s'est engagé à poursuivre ses efforts afin d'atteindre, en 2020, une nouvelle cible de réduction de 20 % sous le niveau de 1990.

Référence : [Politique énergétique 2016-2025](#)

En 2004, l'ère des engagements officiels, liés notamment à la mise en œuvre du Protocole de Kyoto en termes de réduction de GES, n'était pas entamée. Ce n'est qu'en 2006, suite à une consultation débutée en 2004³³, qu'une stratégie énergétique vient mettre les bases pour cibler des réductions de GES³⁴ :

Au terme d'un vaste processus de consultation entamé en novembre 2004, le gouvernement du Québec a rendu publique, le 4 mai 2006, sa stratégie énergétique qui définit les objectifs à atteindre et les actions à entreprendre pour les dix prochaines années dans le domaine de l'énergie. Le document intitulé *L'énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015* énonce six grandes orientations et priorités d'action en matière de gestion et de développement de l'énergie. L'une de ces orientations concerne plus spécifiquement le développement de l'énergie éolienne. Elle se lit comme suit : « Développer l'énergie éolienne, filière d'avenir »

Référence : [Les orientations du gouvernement en matière d'aménagement - Pour un développement durable de l'énergie éolienne \(quebec.ca\)](#), p. 6

En 2006, les cibles de réduction de GES ne sont pas encore chiffrées, mais s'orientent à cette époque vers l'efficacité énergétique³⁵ et la mise en valeur des énergies renouvelables :

Le Québec s'appuiera plus que jamais sur le secteur énergétique pour réaliser son ambition d'être un leader du développement durable. Cet objectif sera atteint grâce aux investissements dans la mise en valeur des énergies renouvelables, aux améliorations obtenues dans l'utilisation de l'énergie et aux efforts consentis en vue d'accélérer le développement et la diffusion des nouvelles technologies énergétiques.

Le Québec contribuera ainsi de façon significative à la mise en œuvre du Protocole de Kyoto. Le Québec n'aura jamais été aussi bien placé pour assurer un développement qui tienne compte à la fois des considérations économiques, environnementales et sociales – un développement qui laissera aux générations futures tous les atouts nécessaires pour assurer leur propre développement.

Référence : [La stratégie énergétique du Québec 2006-2015](#), p. 102 pdf

Ainsi, le contexte dans lequel la décision [D-2004-212](#) portant sur le *Critère de développement durable* a été rendue ne peut faire écho à l'évolution de l'importance de la

³³ [Les orientations du gouvernement en matière d'aménagement - Pour un développement durable de l'énergie éolienne \(quebec.ca\)](#), p. 6

³⁴ [La stratégie énergétique du Québec 2006-2015](#), p. 102 pdf

³⁵ [La stratégie énergétique du Québec 2006-2015](#), p. 110 et 115 du pdf

réduction des GES dans un contexte d'urgence climatique, et ne peut refléter les engagements gouvernementaux pris par le Québec et précisés dans son Plan pour une économie verte 2030.

L'utilisation d'un critère de développement durable datant de 2004 ne fait plus sens en 2024.

3.2 Le Critère de développement durable

Bien que le GRAME soit d'avis que les approvisionnements de long terme doivent être de sources renouvelables, dans cette section, le GRAME fait la démonstration des principales lacunes relatives au Critère de développement durable.

En résumé, le critère de Développement durable est présent dans l'évaluation des soumissions dans l'enveloppe des critères non monétaires et représente 15 points sur 40 points³⁶, alors que les critères monétaires représentent 60 points sur 100³⁷.

Ainsi, la Régie fixe les pointages suivants pour les critères non monétaires à être appliqués à la deuxième étape de l'évaluation des soumissions :

Développement durable	15 points
Solidité financière	10 points
Faisabilité du projet	5 points
Expérience pertinente	5 points
Flexibilité	5 points

Référence : [D-2004-212](#), p. 22

Lorsque l'on examine les indicateurs retenus par la Régie pour le critère de *Développement durable*, nous constatons que 5 points sont accordés à l'indicateur *Émission de GES*, 4 points pour le *Caractère renouvelable de l'approvisionnement* et 2 points pour les émissions de NO_x, lequel est lié aux impacts sur les pluies acides. Nous pouvons globalement prendre en considération ces trois indicateurs et faire l'hypothèse que 11 points sur 100 points (Critères monétaires et non-monétaires) sont accordés pour tenir compte des impacts des émissions de GES, puisque le caractère renouvelable le sous-entend également. De plus, tel que démontré ci-dessous, le pointage est mitigé par la présence d'approvisionnement mixte, donc incluant des approvisionnements de types fossiles :

³⁶ [D-2004-212](#), p. 22

³⁷ [D-2002-17](#), R-3470-2001, p. 33

En résumé, la Régie fixe les pointages des indicateurs suivants, composant le critère de développement durable :

Émissions de GES	5 points
Caractère renouvelable de l’approvisionnement	4 points
Émissions de NO _x	2 points
Existence d’un système de gestion environnementale	1 point
Indicateur à caractère social	3 points
Total	15 points

Référence : [D-2004-212](#), page 23-24

Pour l’indicateur *Caractère renouvelable de l’approvisionnement*, on peut constater que tous les points sont accordés à partir d’une utilisation d’au moins 75 % de combustible renouvelable (biomasse ou biogaz), donc que les filières thermiques qui utilisent au moins 75 % de combustible renouvelable (biomasse ou biogaz) sont considérées comme renouvelables pour les fins des appels d’offres :

3.1 CARACTÈRE RENOUVELABLE DE L’APPROVISIONNEMENT

Le Distributeur propose d’utiliser un indicateur reflétant le caractère renouvelable de l’approvisionnement. La nature renouvelable d’une source d’énergie permet de contribuer à la notion d’équité intergénérationnelle qui est une des notions de base du principe de développement durable. Selon le Distributeur, cet indicateur est l’un des plus utilisés dans le domaine et a comme avantage d’englober un certain nombre d’autres indicateurs environnementaux.

L’électricité produite à partir des sources d’énergie non fossiles renouvelables telles que l’énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice, hydroélectrique, biomasse et biogaz est, de façon générale, considérée comme renouvelable. Sont exclus de cette liste l’énergie nucléaire et les incinérateurs à déchets urbains. Par ailleurs, les filières thermiques qui utilisent au moins 75 % de combustible renouvelable (biomasse ou biogaz), seront considérées comme renouvelables pour les fins des appels d’offres.

Le Distributeur entend accorder tous les points associés à cet indicateur à un soumissionnaire qui présente un projet de production d’électricité à partir d’une source considérée renouvelable. Dans les autres cas, aucun point ne serait alloué. (Nos soulignés)

Référence : [D-2004-212](#), page p. 9-10

Bien que la Régie indique dans sa décision que dans les autres cas aucun point n’est alloué pour cet indicateur, il est tout de même possible pour les soumissionnaires d’obtenir une partie des points pour cet indicateur lorsqu’ils utilisent moins de 75 % de combustible renouvelable (biomasse ou biogaz), calculé au prorata du pourcentage de combustible renouvelable utilisé :

Le Distributeur devra, dans les documents d'appels d'offres, prévoir allouer des points aux soumissionnaires utilisant moins de 75 % de combustible renouvelable. Selon la Régie, les projets thermiques utilisant des combustibles renouvelables doivent se voir allouer un pointage au prorata du pourcentage de combustible renouvelable utilisé. (Notre souligné)

Référence : [D-2004-212](#), p. 10

En 2024, nous avons une connaissance plus précise des problématiques liées aux approvisionnements renouvelables, par exemple des problèmes de livraison qui peuvent survenir pour le GSR, qui se qualifierait comme combustible renouvelable, ou encore de la disponibilité d'une ressource renouvelable comme la biomasse. Nous pouvons émettre l'hypothèse que malgré un contrat impliquant 75 % de combustible renouvelable, ce pourcentage pourrait varier sur la durée du contrat, alors que le soumissionnaire obtiendrait tous ses points pour l'indicateur *Caractère renouvelable de l'approvisionnement*.

Concernant l'indicateurs *Émissions de gaz à effet de serre* (GES), nous constatons que la Régie, dans sa décision [D-2004-212](#), accepte, selon le même principe précédemment retenu pour l'indicateur *Caractère renouvelable de l'approvisionnement*, que les centrales thermiques utilisant au moins de 75 % de combustible renouvelable, soient réputées neutres en termes d'émissions de GES :

La Régie accepte que les centrales thermiques, dont au moins 75% des combustibles proviennent de biomasse ou de biogaz, soient réputées neutres en termes d'émissions de GES. ([D-2004-212](#), page p. 13)

Il n'est donc pas possible de différencier un type de soumission entièrement renouvelable, d'une soumission partiellement renouvelable. La prise en compte des émissions de GES des centrales utilisant des combustibles fossiles permettrait une telle différenciation. C'est un aspect important parce que le type de combustible fossile utilisé a des impacts, dont les proportions varient, comme le mentionnait l'expert de l'ACEÉ-AQLPA-S.É au dossier R-3525-2004 (*Demande d'approbation d'un critère non monétaire relié au développement durable*):

Également, l'expert se dit contre la proposition du Distributeur à l'effet de considérer que les centrales thermiques dont au moins 75 % des combustibles proviennent de biomasse ou de biogaz sont neutres en termes d'émissions de GES. Il croit que les émissions de gaz à effet de serre peuvent varier dans des proportions importantes selon la nature du combustible d'appoint, par exemple : gaz naturel ou diesel. Afin de différencier ce type de soumission et compte tenu de la règle de l'effet discriminant des indicateurs, il recommande de prendre en considération les émissions de gaz à effet de serre, même pour les centrales thermiques utilisant au moins 75 % de combustible renouvelable dans la mesure de cet indicateur.

Référence : [D-2004-212](#), p. 12

Dans l'état actuel des critères retenus, nous pourrions donc voir poindre une soumission utilisant du GSR à 75 % et du GNT à 25 %, ou encore avec des proportions de 50 /50%.

En quoi est-ce problématique de ne pas, ou de peu différencier ces types d'approvisionnement lors de l'application du critère de développement durable ? La réponse la plus apparente est que le coût d'un combustible renouvelable est habituellement supérieur au coût d'un combustible fossile **et que les Critères monétaires permettent déjà de favoriser les approvisionnements à moindre coût, ce qui rend l'indicateur des Émissions de gaz à effet de serre moins déterminant dans le choix des soumissionnaires, et lui fait perdre sa valeur ajoutée.**

3.3. Analyse de la demande

Le Distributeur indique dans sa preuve qu'il procédera au lancement d'un appel d'offres de long terme « toutes sources » pour répondre aux besoins à combler à compter de l'automne 2028 et que pour les appels d'offres de long terme, le Distributeur présentera à la Régie les demandes d'approbation nécessaires en temps opportun :

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 (note 7) 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. (Nos soulignés)

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), p. 10-11

Au tableau 3.4, le Distributeur identifie trois dates associées aux besoins d'Énergie annuelle pour 750 MW (automne 2028), 450 MW (automne 2029) et 800 MW (automne 2030) et ceux de Base hivernale pour 1400 MW (automne 2029) pour A/O de LT toutes sources (2024), de même qu'un A/O de LT (2024/2025) Base hivernale :

**TABLEAU 3.4 :
APPELS D'OFFRES PRÉVUS**

	Besoins de 2028 (automne 2027)	Besoins de 2029 (automne 2028)	Besoins de 2030 (automne 2029)	Besoins de 2031 (automne 2030)
A/O de LT (1)(2) toutes sources (2024) Énergie annuelle		750 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	450 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	800 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée
A/O de CT (2024/2025) Base hivernale	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) Base hivernale			1 400 MW puissance et énergie garantie	

Notes :

(1) En fonction des capacités résiduelles sur le réseau suite à l'octroi des projets issus de l'AO 2023-01. Les besoins qui n'auraient pas été comblés à l'issu de cet AO de LT pourront l'être par des AO de CT.

(2) Aux fins du calcul de l'énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

Référence : R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 3.4 : Appels d'offres prévus, p. 10

Concernant les approvisionnements toutes sources de la ligne 1, la note (2) du tableau 3.4³⁸ indique que pour les fins du calcul de l'Énergie associée aux approvisionnements toutes sources, le Distributeur indique avoir posé l'hypothèse qu'ils seront de source éolienne, mais que les quantités d'énergie réelles seront fonction du type d'approvisionnement retenu. **Il n'y a donc pas d'assurance à l'effet que ces approvisionnements seront de sources renouvelables, ni éolienne.** De plus, l'A/O de LT (2024/2025) Base hivernale, n'est pas visé par cette hypothèse.³⁹

En réponse au GRAME, le Distributeur précise que les modalités de cet appel d'offres seront précisées ultérieurement et que le processus prévoit la prise en compte de critères non monétaires, lesquels incluent celui de développement durable. Il indique également qu'ainsi, les approvisionnements de sources renouvelables pourraient se voir favorisés :

4.1.1. Pour les d'appels d'offres de long terme associés aux besoins d'Énergie annuelle en 2029, 2030 et 2031, veuillez préciser si le Distributeur compte prioriser les approvisionnements de long terme de sources renouvelables ?

4.1.3. Pour les appels d'offres de long terme associés aux besoins de Base hivernale en 2030 pour 1 400 MW, veuillez préciser si le Distributeur compte prioriser les approvisionnements de long terme de sources renouvelables ?

Réponse :

Comme mentionné au tableau 3.4 en référence (ii), le Distributeur prévoit lancer, sur l'horizon 2024-2025, un appel d'offres de long terme de puissance et d'énergie garantie pour répondre aux besoins hivernaux à combler à partir de l'automne 2029.

³⁸ R-4210-2022, [B-0167](#), Tableau 3.4 : Appels d'offres prévus, p. 10

³⁹ R-4210-2022, [B-0161](#), Réponse no 10.5

Les modalités relatives à cet appel d'offres, notamment les sources de production, seront précisées ultérieurement. Le Distributeur rappelle que la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité prévoit la prise en compte de critères non monétaires, comme ceux de développement durable, dans son processus de sélection, en fonction de la grille d'analyse approuvée par la Régie. En ce sens, les approvisionnements de sources renouvelables pourraient effectivement être favorisés. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0162](#), Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements no 3 du GRAME, RDDR no 4.1

Le Distributeur indique en réponse à une demande de la Régie, visant à savoir comment le Distributeur concilie sa stratégie d'appels d'offres de long terme faisant appel à toutes les sources de production et les initiatives favorisant la décarbonation de la province, que « *les hypothèses liées aux initiatives favorisant la décarbonation de la province ont été considérées dans la prévision de la demande* ⁴⁰ :

9.5. Veuillez préciser comment le Distributeur concilie son éventuelle stratégie de procéder au lancement d'appels d'offres de long terme, faisant appel à toutes les sources de production, pour répondre aux besoins à combler à compter de l'automne 2028 et les initiatives favorisant la décarbonation de la province (référence (iii)).

Réponse :

Les hypothèses liées aux initiatives favorisant la décarbonation de la province ont été considérées dans la prévision de la demande ayant servi à établir les besoins visés par les appels d'offres décrits dans la stratégie d'approvisionnement.

Voir également la réponse à la question 10.4. (Nos soulignés)

Référence : R-4210-2022, [B-0152](#), Réponse à la demande de renseignement no 5 de la Régie, RDDR no 9.5

Le GRAME soumet que les initiatives de décarbonation du Québec visent la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la cible de réduction de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990 :

Force est de reconnaître que le défi à relever est immense ! Le Québec s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990. Il s'agit là d'un objectif ambitieux pour une nation dont la production électrique provient déjà presque entièrement de sources propres et renouvelables. Cela signifie que nous devons concentrer nos efforts sur des potentiels de réduction plus difficiles à réaliser, nécessitant notamment de revoir en profondeur nos modes de production et nos modes de vie. (Notre souligné)

Référence : [Le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 6

⁴⁰ R-4210-2022, [B-0152](#), Réponse à la demande de renseignement no 5 de la Régie, RDDR no 9.5

Il serait donc contre-productif d'accroître d'une part les initiatives de décarbonation, lesquelles auront des impacts à la hausse sur la demande énergétique, en puissance et en énergie, et d'un autre côté, permettre la production électrique de source thermique générée, du moins en partie, avec des combustibles fossiles.

En permettant des approvisionnements de sources non renouvelables, il faudrait alors concilier les émissions de GES pouvant résulter d'appels d'offres ouverts à toutes les sources de production et les initiatives favorisant la décarbonation de la province, donc les objectifs de décarbonation du Québec énoncés dans le PEV 2030 et déterminer dans quelle mesure la hausse de la demande résultant des initiatives de décarbonation est souhaitable.

3.4. Conclusions

À l'égard des appels d'offres prévus, le GRAME soumet qu'il est essentiel que les sources visées soient entièrement renouvelables, considérant le contexte d'urgence climatique, et souhaite que la Régie oriente le Distributeur en ce sens, en conformité avec l'article 5 de la LRÉ qui prévoit la considération des politiques énergétiques gouvernementales pour favoriser les besoins énergétiques.

L'article 5 et les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement en 2024

En 2004, la *Loi sur la Régie de l'énergie* ne prévoyait pas la prise en compte des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement, alors qu'en 2024, l'article 5 de la Loi le prévoit.⁴¹

L'enjeu du respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement était donc absent lors de la détermination des indicateurs du *Critère de développement durable* ayant mené à la décision [D-2004-212](#), lesquels ont déterminé leur valeur relative par rapport à l'ensemble des critères monétaires et non monétaires. Il y a 20 ans, ces critères pouvaient correspondre aux besoins et valeurs de l'époque, mais permettaient certains accommodements en réduisant leur valeur probante.

Les accommodements accordés à même les indicateurs du Critère de développement durable sont-ils soutenables en 2024 ?

Le GRAME a fait un sommaire à la section 3.2 de certaines problématiques liées au *Critère de développement durable* qui représente 15 points sur 100 points⁴², alors que les critères monétaires en représentent 60 points.

Concernant les indicateurs du *Critère de développement durable*, les deux indicateurs *Émissions de gaz à effet de serre (GES)* et *Caractère renouvelable de l'approvisionnement* permettent que les centrales thermiques utilisant au moins de 75 % de combustible

⁴¹ [R-6.01 - Loi sur la Régie de l'énergie \(gouv.qc.ca\)](#)

⁴² [D-2004-212](#), p. 22

provenant de biomasse ou de biogaz soient réputées neutres en termes d'émissions de GES et soient considérées comme renouvelables pour les fins des appels d'offres.

Ce faisant, il n'y a pas de différenciation, ni d'avantage additionnel pour un approvisionnement entièrement renouvelable, par rapport à une soumission partiellement renouvelable, alors que la prise en compte des émissions de GES des centrales utilisant des combustibles fossiles permettrait une telle différenciation. Nous avons vu en quoi ceci est problématique, considérant que le coût des ressources renouvelables est habituellement supérieur, ce qui incite donc les soumissionnaires à réduire la part des ressources renouvelables utilisées pour réduire les coûts de l'approvisionnement, alors que **les Critères monétaires permettent déjà de favoriser les soumissionnaires dont les approvisionnements sont à moindre coût.**

Le Critère de développement durable permet-il de favoriser pleinement en 2024 les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement, dont la cible de réduction des émissions de GES ?

En 2004, l'ère des engagements officiels, liés notamment à la mise en œuvre du Protocole de Kyoto en termes de réduction de GES, n'était pas engagée. Ce n'est qu'en 2006, suite à une consultation débutée en 2004⁴³, qu'une stratégie énergétique vient mettre les bases pour cibler des réductions de GES⁴⁴. Nous avons vu à la section 3.1 que les cibles gouvernementales ont été croissantes, pour atteindre une cible de réduction des émissions de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990⁴⁵ de GES au Québec, tel qu'énoncé par le Plan pour une économie verte 2030.

Ainsi, le contexte dans lequel la décision [D-2004-212](#) portant sur les critères de développement durable a été prise ne peut faire écho à l'évolution de l'importance de la réduction des GES dans un contexte d'urgence climatique, elle ne peut non plus refléter les engagements gouvernementaux pris par le Québec et précisés dans son Plan pour une économie verte 2030.

L'utilisation d'un critère de développement durable datant de 2004 ne fait plus sens en 2024.

⁴³ [Les orientations du gouvernement en matière d'aménagement - Pour un développement durable de l'énergie éolienne \(quebec.ca\)](#), p. 6

⁴⁴ [La stratégie énergétique du Québec 2006-2015](#), p. 102 pdf

⁴⁵ [Le Plan pour une économie verte 2030](#), p. 6

3.5 Recommandations

Considérant ce qui précède, le GRAME demande à la Régie de conclure que le *Critère de développement durable* ne reflète plus l'état du droit et le contexte d'urgence climatique en 2024, notamment en raison des modifications à l'article 5 de la LRÉ, et qu'il doit être révisé avant le lancement des appels d'offres de long terme.

Considérant que la part relative du *Critère de développement durable*, représentant 15 points sur 100 points, est directement liée à son impact relatif sur les soumissions, le GRAME demande à la Régie de conclure que l'ensemble de la grille des critères doit être révisé avant le lancement des appels d'offres de long terme [...] pour les besoins de 2029 à 2031.⁴⁶

⁴⁶ R-4210-2022, [B-0167](#), p. 11