

## **Demande de renseignements no 3 du GRAME à Hydro-Québec Distribution**

### **Demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2023-2032 du Distributeur (R-4210-2022, phase 2)**

---

#### **1. Stratégie pour équilibrer les bilans d’énergie et de puissance : efficacité énergétique**

##### **Références**

##### **i. R-4210-2022, [B-0148](#), p.6 (notre souligné)**

###### **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.

##### **ii. R-4210-2022, [B-0152](#), Réponse à la demande de renseignements no 5 de la Régie, RDDR no 5.1**

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.

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.

### **Demandes**

**1.1.** (Réf. i.) Le Distributeur indique qu'il profite de cet exercice pour identifier les différents leviers et moyens pour l'atteinte des cibles en efficacité énergétique, lesquelles ont été rehaussées de 1,3 TWh à l'horizon 2032. Veuillez justifier les écarts entre les prévisions antérieures (Phase 1) et celle rehaussée de 1,3 TWh en précisant les principales mesures en efficacité énergétique contribuant au rehaussement de la cible.

**1.2.** Veuillez expliquer comment le Distributeur explique un tel rehaussement de la contribution en efficacité énergétique depuis la phase 1 ?

**1.3.** Veuillez identifier les leviers et moyens envisagés pour atteindre la nouvelle cible.

**1.4.** (Réf. i.) Le Distributeur indique qu'il déposera les éléments de sa stratégie en efficacité énergétique en temps opportun. Les éléments de cette stratégie seront-ils déposés dans le cadre du prochain dossier tarifaire, soit lors de la demande d'approbation du PGEÉ ?

**1.5.** (Réf. ii.) 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 d'ici 2032, le Distributeur indique que le rehaussement s'explique par notamment l'introduction de nouveaux programmes et de bonification des appuis financiers. Considérant que les aides financières des programmes du PGEÉ sont présentement limitées par les tests économiques, le Distributeur envisage-t-il un assouplissement réglementaire en 2024 lui permettant d'aller plus en avant et plus loin avec ses offres de programmes et ses appuis financiers ?

## 2. Stratégie pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance : Gestion de la demande de puissance

### Références

#### i. R-4210-2022, [B-0148](#), p. 6-7

##### 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.

#### ii. [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

#### iii. 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](#))

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)

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

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

v. **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 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.

[...]

vi. **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**

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

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.

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

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 »<sup>1</sup>. 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.

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 VÉs<sup>2</sup>, 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)

### **Préambule**

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* (Réf. ii.) pourrait avoir un impact sur le nombre de véhicules électriques sur la durée du plan d'approvisionnement et que ce dernier devrait être mis à jour pour tenir compte de l'augmentation de 400 000 VÉ pour l'horizon 2030 (réf. iii.).

Dans son état d'avancement (Réf. iv.), le Distributeur a ajusté ses prévisions pour tenir compte du renforcement de la norme VZE, mais indique que l'impact à la pointe des VÉ 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 ».

Dans sa preuve (Réf. i.), 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 ».

### **Demandes**

**2.1.** (Ref. i. et viii.) Le Distributeur indique 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. En réponse à une demande 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.

**2.1.1.** Concernant l'intégration d'une offre tarifaire, veuillez préciser le ou les marchés visés (ex. : résidentiel, commercial) et à quel moment, elle pourrait être déposée pour approbation à la Régie ?

**2.1.1.1** Veuillez préciser si l'offre tarifaire sera optionnelle ou obligatoire ?

**2.1.1.2** Dans le cas d'une offre tarifaire obligatoire, le Distributeur devra-t-il procéder à l'installation de nouveaux compteurs ou d'une autre technologie permettant le mesurage ?

**2.1.2.** Concernant la combinaison des deux éléments mentionnés ci-haut, veuillez préciser la nature et la forme qu'elles pourraient prendre (ex. : borne intelligente avec tarif différencié) ?

**2.1.3.** Concernant l'adoption d'autres technologies de transition, veuillez préciser si le Distributeur envisage une aide financière via Hilo, ou un nouveau programme en efficacité énergétique ?

**2.1.4.** Concernant la combinaison des deux éléments mentionnés ci-haut, veuillez préciser si ceux-ci seront offerts conjointement ou séparément ?

**2.2.** (Réf. i. et vii.) 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. Veuillez confirmer si 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 n'était mise en place seraient de + 190 MW ?

**2.2.1.** Sinon, veuillez 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.

**2.3.** (v. et vi.) Le gouvernement a annoncé qu'il ajustera la tarification du service de recharge public 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. Il a déposé le *Projet de Règlement modifiant le Règlement sur les tarifs d'utilisation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques*. Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte ce projet de règlement dans l'évaluation à la baisse de l'impact de la recharge des VÉ sur les besoins en puissance ?

### **3. Stratégie pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance : Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance**

#### **Références**

##### **i. R-4210-2022, [B-0148](#), p. 7-8**

#### **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. (Nos soulignés)

**ii. R-4210-2022, B-0148, p. 7, Tableau 3.1 : Contrats éoliens venant à échéance à l’horizon 2035 (total horizon 2032)**

**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
<b>Total (Horizon 2032)</b>		<b>1143,1</b>	<b>3 402 944</b>	

[...]

**iii. 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 (Nos soulignés)**

« 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 ;
- 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. »

## **Demandes**

**3.1.** (Réf. ii et iii) Le projet de règlement 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 2035 correspondent à une puissance contractuelle de 1 143,1 MW. L'un des objectifs du projet de règlement est l'optimisation de toute la valeur de production des parcs éoliens existants. Veuillez préciser l'ajout de puissance contractuelle additionnelle qui pourrait découler de l'optimisation de la valeur de production des parcs éoliens existants, et préciser si celle-ci 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 ?

**3.2.** (Réf. i. et ii.) 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 règlement. Le Distributeur a-t-il 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 ?

**3.3.** Veuillez indiquer 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 ?

(3) une réduction ou un maintien du prix d'achat par le Distributeur ?

**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 ?

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

**3.6.** Si oui, le Distributeur a-t-il évalué l'ordre de grandeur d'une prolongation de la durée de ces contrats et un ordre de grandeur des quantités, en termes de MW, qui pourraient être maintenues ?

#### **4. Acquisition de nouveaux approvisionnements : équilibre du bilan en puissance et en énergie**

##### **Références**

**i. R-4210-2022, B-0148, p. 10-11 (nos soulignés)**

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.

ii. R-4210-2022, [B-0148](#), Tableau 3.4 : Appels d'offres prévus, p. 10

**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.

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

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)

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

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.

v. [Plan stratégique 2022-2026, Hydro-Québec](#), p. 10 (notre souligné)

**Nous devons miser sur un ensemble de solutions pour répondre à la croissance de la demande au moindre coût.**

L'efficacité énergétique et la gestion de la demande ont pour effet de réduire les besoins en électricité, notamment en période de pointe, sans diminuer le confort des gens ou le rendement des équipements. Elles constitueront ainsi deux puissants leviers pour limiter la hausse des coûts d'approvisionnement, et donc des tarifs.

Par ailleurs, l'accroissement de la puissance de notre parc hydroélectrique existant et le recours à des filières renouvelables comme l'éolien et le solaire, qui pourraient être déployées rapidement à plusieurs endroits comme sources d'énergie complémentaires, représentent des options intéressantes pour combler les besoins additionnels.

## Préambule

(Réf. i.) 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.

## Demandes

**4.1.** (Réf. ii.) Au tableau 3.4, le Distributeur identifie deux types d'appels d'offres de long terme, soit ceux associés 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) :

**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 ?

**4.1.2.** Si non, veuillez expliquer pourquoi ?

**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 ?

**4.1.4.** Si non, veuillez expliquer pourquoi ?

**4.2.** (Réf. iii et iv.) 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*. Veuillez préciser si le Distributeur a également concilié 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 ?

**4.3** (Réf. v.) Dans quelle mesure le Distributeur entend privilégier le recours à des filières renouvelables comme l'éolien et le solaire, considérant qu'elles peuvent être déployées rapidement et à plusieurs endroits comme sources d'énergie complémentaires et qu'elles représentent des options intéressantes pour combler les besoins additionnels, selon ce qu'Hydro-Québec indique dans son Plan stratégique 2022-2026 ?