

## **R-4210-2022, phase 2**

### **Demande de renseignement n° 3 du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») au Distributeur**

#### **A. Approvisionnements additionnels requis**

##### **1 Référence : [B-0148](#), p. 5**

###### **Citation :**

Au cours de la dernière année, le Distributeur a complété un exercice visant à estimer la quantité d'énergie requise pour répondre à la demande d'électricité d'un Québec décarboné et prospère à l'horizon 2050. Cet exercice tient compte de l'engagement à long terme que le gouvernement du Québec (le « gouvernement ») entend prendre pour atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050.

###### **Demande :**

- 1.1 Veuillez préciser si les résultats de cet exercice d'estimer la quantité d'énergie requise pour répondre à la demande d'électricité à l'horizon 2050 sont consignés par écrit, notamment sous la forme d'un rapport ou autre.**
- 1.2 Le cas échéant, veuillez déposer une copie de cette documentation (rapport final ou autre) qui font état des résultats dudit exercice.**
- 1.3 En l'absence d'un rapport ou de documentation écrite, veuillez communiquer ici les résultats détaillés dudit exercice.**

##### **2 Référence : État d'avancement 2023 ([A-0069](#)), p. 11**

###### **Citation :**

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).

### 2.2.2. Secteur Commercial

Par rapport au Plan, les ventes prévues au secteur Commercial présentent un écart de -0,3 TWh en 2032. Bien que les ventes prévues associées à l'électrification des transports aient augmenté de 1,4 TWh, plusieurs facteurs à la baisse viennent renverser cette croissance. Une hausse des interventions en efficacité énergétique (-0,7 TWh), un ajustement de la croissance des conversions prévues (-0,5 TWh) et une réduction des ventes prévues pour les clients du secteur des Chaînes de blocs en Réseaux municipaux (-0,3 TWh) expliquent en grande partie la révision à la baisse pour ce secteur.

### **2.1 Veuillez préciser si cette prévision inclut la nouvelle demande associée à l'entente de biénergie avec Énergir.**

**2.1.1 Le cas échéant, veuillez fournir une copie du Tableau 2.1 en ventilant les besoins pour y indiquer cette nouvelle demande.**

**2.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi ce n'est pas le cas, en prenant soin de préciser dans votre réponse quelle est l'estimation que fait le Distributeur des besoins additionnels qui découleront de cette entente, et ce en date d'aujourd'hui.**

### **3 Référence : [A-0069](#), p. 14**

#### **Citation :**

La prévision des besoins en puissance considère notamment de nouvelles hypothèses relatives à l'impact à la pointe attribuables à la trajectoire de décarbonation industrielle (+1 644 MW) ainsi qu'à l'accélération du développement de la filière batterie (+597 MW).

#### **Demandes :**

**3.1 Veuillez préciser ces « nouvelles hypothèses », en prenant soin d'indiquer quelles sont les informations qui les justifient et le degré d'incertitude qui les accompagne.**

- 4 Référence (i) : [A-0069](#), p. 11, Tableau 2.1;  
 Référence (ii) : [B-0009](#), p. 11, Tableau 3.1

Citation (i) :

**TABLEAU 2.1 :**  
**PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2022 <sup>1</sup>	2023 <sup>2</sup>	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>Résidentiel</b>	69,9	70,0	71,4	71,7	72,4	73,2	74,5	75,4	76,8	78,2	80,0	81,1	82,5	83,9
<b>Commercial</b>	46,0	46,7	47,3	48,1	49,0	49,9	51,1	52,0	53,1	54,3	55,4	56,4	57,6	59,0
<i>Dont:</i>														
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,7	40,3	40,8	41,6	42,4	43,3	44,5	45,4	46,5	47,7	48,8	49,7	51,0	52,3
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
<b>Industriel</b>	63,4	63,5	64,4	65,8	67,3	69,0	71,0	74,2	76,2	78,4	80,7	84,6	89,2	94,0
<i>Dont:</i>														
<i>Industriel PME</i>	8,1	7,8	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
<i>Industriel grandes entreprises</i>	55,4	55,7	56,4	57,8	59,3	61,0	63,0	66,2	68,3	70,4	72,7	76,6	81,2	86,0
<i>Alumineries</i>	25,0	25,8	25,3	25,3	25,4	25,4	25,6	26,0	26,2	26,5	26,6	26,5	26,5	26,5
<i>Pâtes et papiers</i>	10,4	9,6	9,7	10,0	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,9	10,0	10,1	10,3	10,5
<i>Pétrole et chimie</i>	4,8	4,7	4,9	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6	6,8	7,1	7,5	8,3	9,4	10,7
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,8	5,2	5,8	6,3	6,7	6,9	7,0	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,0	7,3	7,7	7,9	8,1	8,3	8,6	9,3	9,8	10,3	11,1	12,6	14,3	16,1
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,9	4,0	4,0	4,2	4,7	5,3	6,2	7,7	8,5	9,3	10,1	11,5	12,8	14,3
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>179,3</b>	<b>180,3</b>	<b>183,2</b>	<b>185,7</b>	<b>188,7</b>	<b>192,1</b>	<b>196,6</b>	<b>201,6</b>	<b>206,1</b>	<b>210,9</b>	<b>216,1</b>	<b>222,1</b>	<b>229,4</b>	<b>236,9</b>

Notes:

<sup>1</sup> Ventes réelles pour l'année 2022, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques

Citation (ii) :

**TABLEAU 3.1 :**  
**PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

En TWh	2022 <sup>1</sup>	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Résidentiel</b>	70,2	70,9	71,8	72,0	72,6	73,3	74,4	74,9	76,0	77,2	78,8
<b>Commercial</b>	46,1	47,0	47,6	48,4	49,5	50,5	51,7	52,7	53,9	54,9	55,8
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	40,0	40,7	41,3	41,9	42,7	43,6	44,8	45,8	46,9	47,9	48,7
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0
<b>Industriel</b>	63,2	63,7	64,7	66,1	66,9	67,6	68,4	68,6	68,9	69,2	69,8
<i>Dont:</i>											
<i>Industriel PME</i>	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
<i>Industriel grandes entreprises</i>	55,1	55,6	56,6	58,0	58,9	59,6	60,3	60,6	60,9	61,3	61,8
<i>Alumineries</i>	24,6	25,1	25,2	25,2	25,2	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
<i>Pâtes et papiers</i>	10,2	9,9	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,5	9,4	9,3	9,2
<i>Pétrole et chimie</i>	4,8	4,7	4,7	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,5	6,7	6,9
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,8	5,2	5,7	6,3	6,7	6,8	6,9	7,1	7,3
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,2	7,7	7,8	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,6
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,9	4,0	4,0	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>179,5</b>	<b>181,6</b>	<b>184,1</b>	<b>186,5</b>	<b>189,0</b>	<b>191,4</b>	<b>194,4</b>	<b>196,3</b>	<b>198,7</b>	<b>201,3</b>	<b>204,4</b>

Notes:

<sup>1</sup> Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2022, normalisées pour les conditions climatiques

**Demandes :**

**4.1 Veuillez indiquer quels sont les écarts entre les prévisions de vente de la phase 1 et celles de la phase 2 pour le secteur industriel. Pour ce faire, veuillez fournir un tableau comparant les prévisions de vente de la Citation (ii) et celles de la Citation (i) pour chacun des différents secteurs industriels qui y sont mentionnés.**

**4.2 Pour chacun de ces secteurs industriels, veuillez indiquer dans quelle mesure l'augmentation constatée découle a) des efforts de décarbonation ou b) d'autres facteurs.**

- 5 Référence (i) : [B-0152](#), p. 11, R2.1;  
Référence (ii) : [B-0152](#), p. 11, R2.2;  
Référence (iii) : Site WEB Radio-Canada, « [Voici les gagnants des blocs d'énergie attribués par le ministre Fitzgibbon](#) », publié le 10 novembre 2023;**

**Citation (i) :**

2.1. Veuillez préciser quelles parts de la hausse de 7,5 TWh liée à la décarbonation des procédés industriels à l'horizon 2032 (référence [Pièce A-0069, p. 12 et 13]) et des ventes industrielles grandes entreprises de 72,7 TWh (référence [Pièce A-0069, p. 11 et 15]) sont associées à la production d'hydrogène vert.

Réponse :

Par rapport à l'accroissement total de 7,5 TWh, une part de 0,6 TWh est attribuable à la production d'hydrogène vert.

**Citation (ii) :**

2.2. Veuillez indiquer quelle part de la prévision des besoins en puissance liés à la décarbonation des procédés industriels de 1 644 MW en 2032 (référence [Pièce A-0069, p. 11 et 15]) est attribuable à la production d'hydrogène vert.

Réponse :

Le Distributeur estime qu'environ 450 MW seront associés à la production d'hydrogène vert en 2032.

**Citation (iii) :**

Trois projets d'hydrogène

L'entreprise Air Liquide, installée à Bécancour, a obtenu une cinquantaine de mégawatts pour produire de l'hydrogène vert. Au total, avec TES Canada et Greenfield, ce sont donc 300 des 1000 MW disponibles qui alimenteront cette filière.

**Demande :**

- 5.1 Veuillez clarifier si le 0,6 TWh mentionné à la Citation (i) (la part de la hausse de 7,5 TWh liée à la décarbonation des procédés industriels attribuable à l'hydrogène vert) représente l'ensemble de l'énergie du Plan qui est vouée à la production de l'hydrogène vert. Sinon, veuillez préciser dans quelle catégorie se trouve le restant de la production d'hydrogène vert.**
- 5.2 Veuillez clarifier si les 450 MW mentionné à la Citation (ii) (la part de la hausse de 1 644 MW liée à la décarbonation des procédés industriels attribuable à l'hydrogène vert) représente l'ensemble de la puissance du Plan qui est vouée à la production de l'hydrogène vert. Sinon, veuillez préciser dans quelle catégorie se trouve le restant de la production d'hydrogène vert.**
- 5.3 Veuillez confirmer qu'Hydro-Québec traite la production d'hydrogène vert comme, en soi, une activité de décarbonation des procédés industriels.**
- 5.4 Veuillez confirmer que les usages ultimes de l'hydrogène vert produit au Québec pourraient inclure non seulement le remplacement de l'hydrogène de source fossile utilisé dans les procédés industriels québécois (par exemple, dans la production pétrochimique ou celle de l'acier), mais aussi son exportation, qu'elle soit pour des fins des procédés industriels à l'étranger ou de remplacement de combustibles de source fossile.**
- 5.5 Le cas échéant, veuillez justifier l'inclusion de l'hydrogène vert produit pour exportation dans la catégorie « décarbonation des procédés industriels ».**
- 5.6 Veuillez expliquer en détail comment Hydro-Québec a obtenu la valeur de 0,6 TWh pour la production d'hydrogène vert à l'horizon de 2032 (Citation (i)).**

**5.6.1 Veuillez préciser le nombre de MW de puissance utilisée pour la production d'hydrogène vert qui a été utilisé dans ce calcul, ainsi que le facteur d'utilisation présumé.**

**5.6.2 Le cas échéant, veuillez expliquer la cohérence entre la réponse à la demande précédente et la référence (ii).**

**5.7 Veuillez expliquer en détail comment Hydro-Québec a obtenu la valeur de 450 MW pour la production d'hydrogène vert à l'horizon de 2032 (Citation (ii)), et sa cohérence avec les réponses précédentes.**

**6 Référence : [B-0152](#), p. 11, R2.1.1;**

**Citation :**

2.1.1. Veuillez confirmer si les trois projets de production d'hydrogène vert mentionnés à la référence [Pièce B-0061, p. 15], totalisant 300 MW, font ou pourraient faire partie des enveloppes de croissance qui ont été utilisées pour établir la prévision des ventes d'électricité au secteur industriel grandes entreprises (référence [Pièce A-0069, p. 11 et 15]). Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

La prévision des grands sous-secteurs industriels est basée sur des enveloppes de croissance et non sur une agrégation de projets de clients potentiels. Bien que de l'information spécifique sur les grands clients soit utilisée, celle-ci sert essentiellement à adapter, au besoin, les trajectoires du modèle économétrique dans l'optique de bâtir l'enveloppe de croissance du secteur.

**Demande :**

**6.1 Veuillez expliquer en détail comment l'enveloppe de croissance pour la Décarbonation des procédés industriels a été fixée. Votre réponse devrait être suffisamment détaillée et chiffrée pour permettre au lecteur de suivre votre raisonnement et confirmer les valeurs qui en découlent.**

**7 Référence: [B-0152](#), p. 12, R2.3**

**Citation :**

2.3. Veuillez confirmer la nature interruptible des procédés de production d'hydrogène vert (référence [Pièce B-0061, p. 15]). Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur la confirme.

**Demande :**

**7.1 Est-ce que les producteurs d'hydrogène vert actuellement en service sont inscrits à un tarif interruptible d'électricité ou à un tarif de gestion de la puissance. Si oui, veuillez indiquer quel tarif et dans quelle proportion.**

**7.2 En ce qui concerne les éventuels projets de production d'hydrogène vert annoncés, mais qui ne sont pas encore en service, est-ce que les promoteurs ont manifesté un intérêt à souscrire à un service d'électricité interruptible ou à un tarif de gestion de la puissance. Veuillez élaborer.**

**7.3 Est-ce qu'Hydro-Québec détient des informations fiables quant au *ramp rate* des électrolyseurs utilisés dans la production d'hydrogène vert, ainsi que sur les coûts réels d'interrompre la production pour une période de quelques heures ou plus, et/ou sur les contraintes opérationnelles associées à de telles interruptions? Le cas échéant, veuillez les préciser.**

**7.4 Dans les prévisions du Distributeur d'ici 2032, veuillez indiquer quelle proportion de la production d'hydrogène vert est assujettie à un service d'électricité interruptible ou à un tarif de gestion de la puissance.**

**8 Référence: [B-0152](#), p. 14, R3.2**

**Citation :**

Par rapport au Plan, la décarbonation industrielle montre un écart de +7,5 TWh en 2032. Le Distributeur rappelle ce qu'il mentionnait à la section 2.2.3 de l'État d'avancement 2023, soit qu'en « [...] période de transition énergétique, une incertitude significative subsiste concernant le niveau et le rythme d'augmentation de la demande en électricité liée à la décarbonation industrielle »

L'importance relative de la croissance de la demande associée à la décarbonation industrielle, ainsi que l'incertitude quant au rythme d'augmentation de cette

demande, entraînent une importante hausse de l'aléa de la demande du scénario fort (progression plus rapide qu'anticipée de la décarbonation industrielle) et du scénario faible (retardement de cette même progression).

**8.1 Veuillez expliquer en détail comment cette augmentation de l'incertitude et de l'aléa de la demande a influé sur la stratégie retenue d'acquisition de ressources énergétiques.**

**8.2 Veuillez illustrer votre réponse à la demande précédente en indiquant comment la stratégie d'acquisition de ressources énergétiques aurait été différente en l'absence de cette augmentation de l'aléa de la demande.**

**8.3 Si ultimement cette augmentation de l'aléa de la demande n'a pas affecté le choix d'une stratégie d'acquisition de ressources énergétiques, veuillez expliquer pourquoi.**

### **Nouveaux approvisionnements**

**9 Référence : [B-0152](#), p. 24, R6.3**

#### **Citation :**

Le Distributeur tient d'abord à préciser que l'établissement d'une valeur de contribution des marchés de court terme en puissance découle d'un exercice basé à la fois sur les données historiques et sur son évaluation de l'évolution future des marchés. Cet exercice vise à établir la valeur la plus réaliste possible et qui soit suffisamment élevée pour éviter le recours non requis à des approvisionnements de long terme et suffisamment conservatrice pour assurer la fiabilité des approvisionnements. Ainsi, l'ensemble des éléments lui permettant d'apprécier la capacité des marchés à lui livrer cette puissance sont pris en compte, sans nécessairement que des volumes précis pour chacun des marchés ne soient comptabilisés.

...

En ce qui concerne le partage de réserve, qui revient à considérer une contribution au bilan de puissance des achats d'énergie de court terme, le Distributeur considère conservatrice son évaluation de 200 MW établie sur la base de la disponibilité de l'énergie en période de pointe. Une révision de cette valeur pourrait éventuellement être considérée sur la base de l'évolution des marchés.

Le protocole d'entente avec l'Ontario est également un élément important justifiant un rehaussement de la contribution maximale des marchés de court



terme en puissance. En effet, bien que la puissance de 600 MW issue du protocole d'entente ne soit pas mise à la disposition du Distributeur de façon directe, elle accroît néanmoins la disponibilité de puissance sur le marché du Québec.

(nos soulignements)

- 9.1** Veuillez confirmer que la puissance de 600 MW issue du protocole d'entente est détenue par Hydro-Québec, mais pas par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur »).
- 9.2** Veuillez confirmer que, dans la mesure où la puissance de 600 MW issue du protocole d'entente accroît la disponibilité de puissance sur le marché du Québec, c'est parce qu'elle augmente les ressources en puissance d'Hydro-Québec (notamment celles de Hydro-Québec Production), laquelle augmente en conséquence les quantités de puissance que celle-ci pourrait offrir à Hydro-Québec dans ses activités de distribution.
- 9.3** Est-ce que, dans le cadre de son exercice de planification, le Distributeur fait l'exercice d'estimer les ressources disponibles de ses différents fournisseurs, dont Hydro-Québec dans ses activités « non réglementé »?
- 9.4** Veuillez fournir une copie des estimations faites par le Distributeur des ressources en énergie et en puissance d'Hydro-Québec « non réglementé », en indiquant l'effet de l'ajout de 600 MW issu du protocole d'entente.

**10** Référence : [B-0148](#), p. 10

**Citation :**

Pour répondre aux besoins énergétiques sur l'horizon du Plan, le Distributeur prévoit avoir recours à des approvisionnements additionnels qui seront obtenus soit par des appels d'offres de long terme, soit par des appels d'offres de court terme (contrats d'une durée de moins d'un an).

Selon le profil des besoins, les produits visés seront à la fois de l'énergie et de la puissance hivernales (base hivernale) et de l'énergie sur une base annuelle avec la puissance associée. Le tableau 3.4 présente les caractéristiques envisagées pour les appels d'offres prévus dans les prochaines années.

**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.

**Préambule :**

La citation utilise les termes suivants pour faire référence aux produits recherchés par le Distributeur, mais ceux-ci ne sont pas définis dans la preuve :

- « de l'énergie et de la puissance hivernales (base hivernale) »
- « l'énergie sur une base annuelle avec la puissance associée »
- « contribution annuelle en puissance et énergie associée »
- « puissance et énergie garantie »

**Demande :**

**10.1** Veuillez fournir des définitions précises des quatre « produits recherchés » mentionnés dans la Préambule.

**10.2** Veuillez préciser les durées des contrats de court terme qui seraient recherchés par AO, selon la deuxième ligne du Tableau 3.4.

**10.3** Veuillez confirmer que, selon le Tableau 3.4, HQ entend procéder à des appels d'offres pour 6 200 MW de nouvelles ressources en 2024 et 2025, tout type confondu.

**10.4** Veuillez détailler, chiffres à l'appui, comment le Distributeur a déterminé les quantités de puissance et d'énergie à rechercher pour les lignes d'Énergie annuelle et de Base hivernale, tel qu'indiquées au Tableau 3.4.

**Préambule :**

La note 2 du Tableau 3.4 semble indiquer d'une part que la puissance de chacun des AO mentionnés à ce tableau est fixe et, d'autre part, que les apports en énergie qui en découlent ont été calculés selon l'hypothèse que l'ensemble des nouveaux approvisionnements seront de source éolienne. Voir notamment les apports en énergie intégrés par exemple au Tableau 4.2 (Impact sur le bilan d'énergie des nouveaux approvisionnements prévus).

- 10.5 Veuillez confirmer ou corriger la compréhension décrite en préambule.**
- 10.6 Dans tous les cas, doit-on comprendre de la note 2 que dans la planification du Distributeur, les ajouts de ressources se font surtout en fonction du bilan de puissance plutôt qu'en fonction du bilan en énergie?**
- 10.7 Toujours selon la prémisse que l'ensemble des ajouts de puissance seront issus de la filière éolienne, veuillez préciser la puissance installée de cette filière qui serait requise pour chacun des AO mentionné au Tableau 3.4.**
- 10.8 Veuillez préciser l'apport en énergie de chacun des AO mentionnés au Tableau 3.4, selon l'hypothèse décrite à la Note 2.**
- 10.9 À l'exception de la filière éolienne, veuillez préciser quelles sont les autres filières énergétiques qui pourraient possiblement être retenues dans un des AO mentionnés au Tableau 3.4.**
- 10.10 Selon votre réponse à la question précédente, veuillez préciser l'apport en énergie que fournirait chacune des autres filières identifiées pour :**

**(a) un AO de 750 MW en énergie annuelle; et**

**(b) un AO de 1400 MW en base hivernale.**

**11 Référence : [B-0148](#), p. 11**

**Citation :**

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* 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.

**Demande :**

**11.1** Veuillez confirmer que la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins* n'a pas été modifiée depuis la décision [D-2004-212](#) en octobre 2004.

**11.2** Le Distributeur a-t-il l'intention de moderniser la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins* avant la tenue des AO mentionnés au Tableau 3.4? Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment il entend le faire. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

**11.3** Si la Régie voulait revoir les modalités de la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins* avant la tenue de ces grands AO, quel serait selon HQ le moment approprié pour le faire?

**12** Référence (i): [B-0152](#), p. 32, R9.1;

Référence (ii): [B-0152](#), p. 32-33, R9.1.1

**Citation (i) :**

**Demandes :**

9.1. Veuillez confirmer que les appels d'offres de court terme font principalement appel à des fournisseurs actifs sur les marchés de court terme de l'énergie et de la puissance.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

**Citation (ii) :**

9.1.1. Dans l'affirmative, veuillez confirmer que les achats de court terme en hiver et les A/O de court terme sur une base hivernale sont tributaires de la disponibilité des marchés de court terme.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les achats de court terme en hiver sont tributaires de la disponibilité des marchés de court terme.

Le Distributeur rappelle que, tel que spécifié dans la pièce HQD-1, document 1 (B-0148), « A/O de court terme sur une base hivernale » fait référence à un A/O de courte durée qui serait réalisé conformément à la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins*.

Le profil des approvisionnements visés par ce type d'appels d'offres, soit des blocs d'énergie en base en hiver, diffère de celui des achats de court terme habituels, transigés sur les bourses d'énergie ou par transactions bilatérales. Par ailleurs, ces appels d'offres seraient lancés avec un préavis considérablement plus long que celui des achats de court terme habituels.

Il est donc possible d'envisager, pour ce volet, des volumes distincts de ceux habituellement disponibles sur les marchés de court terme.

(nos soulignements)

**Demandes :**

- 12.1 Veuillez confirmer que les appels d'offres de court terme se font uniquement auprès des fournisseurs qui ont préalablement conclu une entente écrite avec le Distributeur.**
- 12.2 Est-ce qu'il serait avantageux pour le Distributeur d'augmenter le bassin de fournisseurs potentiels? Sinon, veuillez expliquer pourquoi.**
- 12.3 Le Distributeur a-t-il fait des démarches auprès de Newfoundland Labrador Hydro ou de Nalcor Energy afin de lui permettre d'offrir, dans le cadre d'appels d'offres de court terme, l'énergie supplémentaire du complexe Churchill Falls?**
  - 12.3.1 Si oui, veuillez décrire les démarches entreprises et l'état de la situation. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.**
- 12.4 À l'égard de la dernière phrase de la Citation (ii), est-ce que le Distributeur considère que les volumes disponibles auprès des fournisseurs pour des blocs d'énergie en base en hiver seront plus grands que ceux habituellement disponibles sur les marchés de court terme, ou plus petits ? Veuillez expliquer votre raisonnement.**
- 12.5 Est-ce que, de l'avis du Distributeur, cette logique s'applique de façon identique aux fournisseurs à l'extérieur du Québec et à Hydro-Québec Production? Sinon, veuillez préciser en détail dans quelle mesure le Distributeur considère que les volumes disponibles auprès d'Hydro-Québec Production pour des blocs d'énergie en base en hiver seront plus grands (ou plus petits) que ceux habituellement disponibles sur les marchés de court terme. Veuillez préciser pourquoi.**

**13 Référence : [B-0152](#), p. 35-44, R9.7**

**Citation :**

9.7. Veuillez fournir les informations de la référence [Pièce B-0011, p. 45 à 49, section 7] pour les années suivantes:

- Comparaison du profil horaire des besoins réguliers du Distributeur avec la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale pour les années 2024, 2025 et 2032;
- Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2024 à 2032;
- Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2024 à 2032.

Réponse :

Les figures R-10.7-B à R-10.7-S présentent l'information demandée. Le Distributeur précise que les figures R-10.7-K à R-10.7-S présentent les valeurs maximales par mois de l'ensemble des approvisionnements additionnels requis, et non seulement les achats prévus sur les marchés de court terme. De l'avis du Distributeur, cette information est davantage pertinente pour apprécier le profil des besoins prévus.

(nos soulignements)

**Préambule :**

Les figures R-10.7-B à R-10.7-J présentent la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour chaque année de 2024 à 2032, inclusivement, sans distinguer entre les approvisionnements à long terme et achats prévus sur les marchés de court terme.

Les figures R-10.7-K à R-10.7-S présentent les valeurs horaires maximales en achat, par mois, pour chacune de ces années, toujours sans distinguer entre les approvisionnements à long terme et achats prévus sur les marchés de court terme.

**13.1 Veuillez fournir des graphiques similaires aux figures R-10.7-B à R-10.7-J, qui indiquent les achats prévus sur les marchés de court terme, seulement.**

**13.2 Veuillez fournir des graphiques similaires aux figures R-10.7-K à R-10.7-S, qui indiquent les achats prévus sur les marchés de court terme, seulement.**

**14 Référence : [B-0152](#), p. 33, R9.2**

**Citation :**

9.2. Veuillez préciser le délai requis entre le lancement d'un A/O de long terme et la date garantie de début des livraisons du contrat qui découlera de cet A/O.

Réponse :

Pour des nouvelles installations de production, le Distributeur estime un délai moyen de 5 ans entre la date de lancement d'un appel d'offres et la date de début des livraisons d'électricité.

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez confirmer que le « délai moyen » de 5 ans pour des nouvelles installations de production n'inclut pas la filière hydraulique avec réservoir.**
- 14.2 Veuillez indiquer quelles sont les filières de production dont le Distributeur a tenu compte en calculant un délai moyen de 5 ans pour des nouvelles installations de production.**

**15 Référence : [A-0069](#), p. 29**

**Citation :**

4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le Distributeur doit s'assurer de respecter le critère de fiabilité en énergie, comme formulé dans le Plan :

Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année.

**TABLEAU 4.1 :**  
**CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
Achats d'énergie	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0
+ Aléa d'un écart-type	3,5	3,8	4,7	5,6	6,7
<b>Achats + 1 écart-type</b> <small>(scénario de référence)</small>	<b>3,8</b>	<b>4,7</b>	<b>7,3</b>	<b>12,2</b>	<b>20,7</b>
<b>Achats + 1 écart-type</b> <small>(avec approvisionnements prévus)</small>	<b>3,8</b>	<b>4,7</b>	<b>7,3</b>	<b>10,6</b>	<b>11,7</b>

L'ajout d'un aléa d'un écart-type représente 5,6 TWh en 2027 et 6,7 TWh en 2028. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements prévus, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10,6 TWh sur une base annuelle en 2027 et 11,7 TWh sur une base annuelle en 2028. Le Distributeur estime que, de ces quantités, des volumes d'au moins 4,6 TWh en 2027 et 5,7 TWh en 2028 pourraient être acquis auprès du Producteur, donc à l'intérieur de la zone d'équilibrage du Québec. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité pour les années 2027 et 2028.

(nos soulignements)

### Préambule :

Au Tableau 4.1, la troisième ligne (*Achats + 1 écart-type, (scénario de référence)*) est égale à la somme des première et deuxième lignes pour les années 2027 et 2028, mais pas pour les années 2024, 2025 ou 2026.

- 15.1 Concernant le Tableau 4.1 de l'État d'avancement 2023, veuillez expliquer en détails comment les chiffres des troisième et quatrième lignes ont été calculés.**
- 15.2 Veuillez expliquer en détails, en fournissant toutes les informations requises pour suivre le raisonnement et reproduire sa conclusion, comment le Distributeur a déterminé que des volumes d'au moins 4,6 TWh en 2027 et 5,7 TWh en 2028 pourraient être acquis auprès du Producteur.**



**Citation:**

9.4. Veuillez préciser si le Distributeur procédera au lancement d'un appel d'offres de long terme de 1 400 MW de puissance et d'énergie garantis, faisant appel à toutes les sources de production, pour répondre aux besoins hivernaux à combler à partir de l'automne 2029 (référence [Pièce B-0148, p 10 et 11, section 3.5]).

Réponse :

Comme mentionné en référence [Pièce B-0148, p 10 et 11, section 3.5], 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.

Les modalités relatives à cet appel d'offres, notamment les sources de production, seront précisées ultérieurement.

**16.1 Veuillez expliquer le commentaire à l'effet que les modalités relatives notamment aux « sources de production » des appels d'offres seront précisées ultérieurement, étant donné l'article 74.1 (2) de LRÉ qui prévoit que la procédure d'appel d'offres doit accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.**

**17 Référence : [A-0069](#), p. 16, Tableaux 2.4 et 2.5**

**Citation :**

TABLEAU 2.4 :  
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE  
ÉCART-TYPE

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Écart type - Scénario Faible</b>					
<i>Aléa climatique</i>	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
<i>Aléa sur la demande</i>	2,3	3,3	3,4	3,6	3,8
<i>Aléa global</i>	3,6	4,3	4,4	4,6	4,8
<b>Écart type - Scénario Fort</b>					
<i>Aléa climatique</i>	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
<i>Aléa sur la demande</i>	2,1	2,5	3,7	4,8	6,1
<i>Aléa global</i>	3,5	3,8	4,6	5,6	6,7

**TABLEAU 2.5 :**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**  
**ÉCART-TYPE**

En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027
<b>Écart type - Scénario Faible</b>				
<i>Aléa climatique</i>	1 760	1 780	1 800	1 820
<i>Aléa sur la demande</i>	540	700	770	860
<i>Aléa global</i>	1 840	1 910	1 960	2 020
<b>Écart type - Scénario Fort</b>				
<i>Aléa climatique</i>	1 760	1 780	1 800	1 820
<i>Aléa sur la demande</i>	550	660	800	950
<i>Aléa global</i>	1 840	1 900	1 970	2 060

**Demande :**

**17.1 Veuillez ventiler chacun des aléas des Tableaux 2.4 et 2.5 par secteur de consommation.**

**18 Référence : [B-0152](#), p. 33, R9.1.2**

**Citation :**

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

Réponse :

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

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

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

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

**Préambule :**

Selon le Tableau 4.2 de [B-0148](#) (reproduit ci-dessous), l'énergie additionnelle requise selon le Plan sera de 4,9 TWh en 2027, 5,0 TWh en 2028 et 4,9 TWh en 2029. Il augmente à 10 TWh en 2032 et (à titre indicatif) à 32,5 TWh en 2035).

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

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

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.  
 Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.  
 Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.  
 Note (4) : L'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront du type d'approvisionnement retenu.

**Demandes :**

- 18.1 Veuillez confirmer que la ligne « Achats d'énergie – scénario de demande forte » dans le Tableau R-10.1.2 correspond à la ligne « Contribution des marchés de court terme » du Tableau 4.2, mais qui, lui, se base plutôt sur le Scénario de référence. Sinon, veuillez indiquer à quelle ligne du Tableau 4.2 le Tableau R-10.1.2 correspond.
- 18.2 Veuillez confirmer qu'afin de produire le Tableau R-10.1.2, le Distributeur a dû préalablement préparer un bilan d'énergie et un tableau d'impacts sur le bilan analogue au Tableau 4.2, où tous les deux sont basés sur le Scénario fort plutôt que le Scénario de référence.
- 18.3 Dans l'affirmative, veuillez fournir copie de ces deux tableaux basés sur le Scénario fort. Sinon, veuillez indiquer comment le Tableau R-10.1.2 a été élaboré et fournir la documentation requise pour le reproduire.
- 18.4 Est-ce que, dans son exercice de planification, le Distributeur a également complété une version du Bilan d'énergie basée sur le Scénario faible?
- 18.5 Le cas échéant, veuillez le produire, de même qu'un tableau identifiant les impacts sur le bilan d'énergie dans un tel Scénario faible.

**18.6 Veuillez confirmer que, selon la Citation, la réserve requise de puissance permettra de couvrir en même temps l'aléa associé à la demande et le risque de défaillance des équipements. Dans votre réponse, veuillez préciser comment le niveau de cette réserve est fixé, tenant compte de ces deux finalités.**

**Préambule :**

La Note (4) suggère que les quantités des Nouveaux approvisionnements prévus de la catégorie « Approvisionnement de long terme : Besoin annuel » — qui augmentent de 2,1 TWh en 2028 à 15,3 TWh en 2031 pour s'y maintenir jusqu'en 2035 — se basent sur « l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne », et que les quantités réelles « dépendront du type d'approvisionnement retenu ».

**Demande :**

**18.7 Veuillez expliquer en détail pourquoi les quantités d'énergie requises sur une base annuelle dépendront du type d'approvisionnement retenu. Pour illustrer vos propos, veuillez indiquer comment ce tableau sera différent si l'approvisionnement était plutôt de la filière hydraulique.**

## **B. Maintien des approvisionnements**

**19 Référence :** [B-0148](#), p. 8

**Citation i:**

La stratégie visant à maintenir ces approvisionnements au terme de ces contrats repose sur le projet de règlement 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.

**Citation (ii):**

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'ensemble des projets éoliens sur l'horizon 2035.

(nos soulignements)

**Demande :**

- 19.1** Veuillez préciser si, depuis l'expiration du délai de 45 jours, le gouvernement a édicté un règlement sur capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne. Le cas échéant, veuillez en produire une copie.
- 19.2** Sinon, veuillez indiquer quel est l'état de la situation concernant ce projet de règlement, selon l'information dont dispose Hydro-Québec.
- 19.3** Est-ce qu'Hydro-Québec est bien avancée sur la préparation de son programme d'achat d'électricité de source éolienne? Le cas échéant, veuillez en décrire les grandes lignes.
- 19.4** Quand le Distributeur entend-il déposer sa demande d'approbation des modalités du Programme, étant donné qu'il souhaite le lancer au deuxième trimestre de 2024?
- 19.5** Veuillez expliquer sur quoi se base la conviction du Distributeur que l'approvisionnement de l'ensemble des projets éoliens existants pourrait être maintenu sur l'horizon 2035. Dans votre réponse, veuillez tenir compte des facteurs comme le niveau d'investissement qui pourrait être requis par différents projets afin d'étendre leur durée de vie ainsi que l'adéquation de la rémunération qui sera offerte par le Distributeur.
- 19.6** À l'égard de la Citation (ii), veuillez confirmer qu'Hydro-Québec présume que, pour l'ensemble des parcs éoliens avec des contrats qui viennent à échéance d'ici 2035, les promoteurs pourront et voudront renouveler leurs contrats selon les modalités que proposera Hydro-Québec. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les motifs qui justifient cette présomption. Sinon, veuillez préciser.

**19.7 Est-ce HQ a fait (ou fait faire) un balisage des expériences d'autres services publics (notamment canadiens) par rapport au renouvellement des contrats d'achat d'électricité auprès des promoteurs privés? Le cas échéant, veuillez élaborer sur les expériences vécues ailleurs à l'égard du renouvellement des contrats d'achat d'électricité.**

**19.7.1 Veuillez déposer tout rapport ou documentation préparé ou obtenu par HQ sur cette question.**

**19.7.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.**

**19.8 Est-ce que, dans le cadre de cet effort d'élaborer des stratégies visant le maintien des approvisionnements des contrats d'achat d'électricité, le Distributeur a tenu compte de l'expérience passée de HQ concernant le renouvellement de contrats d'achat d'électricité, comme par exemple le cas des contrats issus de l'APR-91<sup>1</sup>.**

**19.8.1 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.**

**19.8.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.**

**Préambule :**

Le projet de règlement précise que la capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne serait de 215 MW. Or, selon le Tableau 3.1 ([B-0148](#), p.7), seuls deux (2) des contrats qui viennent à l'échéance d'ici 2035 (et qui sont donc visés par le projet de règlement) excèdent cette valeur. Ce sont les projets Lac-Alfred (AO 2005-003, avec 300 MW) et Rivière-du-Moulin (AO 2005-003, avec 350 MW).

**19.9 Veuillez confirmer que seuls les deux projets mentionnés en Préambule seraient exclus par la mise en place d'une limite de 215 MW comme capacité maximale de production d'un parc éolien pour les fins d'un programme d'achat d'électricité de source éolienne.**

**19.10 Selon la compréhension du Distributeur, et en présumant que le projet de règlement sera adopté tel que proposé, est-ce que les projets Lac-Alfred et**

---

<sup>1</sup> <https://www.lapresse.ca/affaires/201508/20/01-4893975-litige-avec-hydro-revers-pour-des-petits-producteurs.php>

**Rivière-du-Moulin auront la possibilité de participer en excluant une partie de leurs installations existantes? Veuillez expliquer votre réponse.**

**19.11 À la connaissance d’HQ, pourquoi devrait-il y avoir une limite à la capacité maximale de production d’un parc éolien pour les fins d’un programme d’achat d’électricité de source éolienne?**

**19.11.1 À la connaissance d’HQ, existe-t-il une raison d’exclure la reconduction des deux contrats les plus importants (Lac-Alfred et Rivière-au-Moulin)? Le cas échéant, veuillez l’exposer.**

**19.12 Est-ce qu’HQ a communiqué avec le gouvernement, soit avant ou après la publication du projet de règlement, à l’égard de la mise en place d’une telle limite?**

**19.12.1 Le cas échéant, veuillez produire copie de ces communications.**

**19.13 Est-ce que Hydro-Québec est en faveur de fixer une limite maximale de 215 MW à la production d’un parc éolien pour les fins d’un programme d’achat d’électricité de source éolienne? Veuillez élaborer sur votre réponse.**

**20 Référence : [B-0148](#), p. 9**

**Citation :**

3.3.3. Contrats de cogénération

Les projets de cogénération existants pour lesquels les contrats viennent à échéance à l’horizon 2035 représentent une puissance contractuelle totale de 138,3 MW.

**TABLEAU 3.3 :  
 CONTRATS DE COGÉNÉRATION VENANT À ÉCHÉANCE À L’HORIZON 2035**

N°_AO/PAÉ	Nom du projet	Puissance contractuelle (MW)	Energie contractuelle (MWh)	Date de fin du contrat
AO 2004-02	Témiscaming	8,1	66 550	2023-12-14
AO 2003-01	Bromptonville	16 à 19 (selon mois)	133 035	2027-06-30
	Cogénération Québec			
AO 2009-01	Énergie 2012 (Saint-Félicien)	9,5	72 401	2027-11-15
PAE 2011-01	Dolbeau	26,5	169 462	2027-12-21
PAE 2011-01	Gatineau	15,0	95 922	2028-06-14
AO 2009-01	Thurso	18,8	155 732	2028-10-01
PAE 2011-01	Windsor	30,0	183 960	2028-11-09
PAE 2011-01	Bromptonville #2	3,8	28 908	2029-11-02
AO 2009-01	Saint-Nicéphore	7,6	61 250	2032-10-01
<b>Total (Horizon 2035)</b>		<b>138,3</b>	<b>967 220</b>	

Le Distributeur travaille actuellement à l'établissement de stratégies visant le maintien de ces approvisionnements à l'échéance des contrats et, par conséquent, les intègre aux tableaux 4.2 et 4.4, à l'horizon 2035. Aux fins du calcul des quantités inscrites aux bilans, le Distributeur considère le potentiel énergétique total de cette mesure, pour les contrats prenant fin sur la période 2027 à 2035.

**Demande :**

- 20.1** Veuillez confirmer qu'HQ présume que, pour l'ensemble des projets de cogénération pour lesquels les contrats viennent à échéance d'ici 2035, les promoteurs pourront et voudront renouveler leurs contrats selon les modalités que proposera HQ. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les motifs qui justifient cette présomption. Sinon, veuillez préciser.
- 20.2** Veuillez élaborer sur le cas du projet Témiscaming (AO 2004-02), dont le contrat est déjà venu à l'échéance depuis le 14 décembre dernier.

**Plus précisément :**

- 20.2.1** Quel est l'état de la situation actuellement par rapport à cet approvisionnement?
- 20.2.2** Comment cet approvisionnement pourra-t-il être « maintenu » dans l'éventuelle stratégie du Distributeur, alors que ce contrat est maintenant échu?

## **C. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

- 21** Référence (i) : [B-0148](#), p. 6  
Référence (ii) : Hydro-Québec, [Communiqué](#) du 4 avril 2023;  
Référence (iii) : [A-0069](#), p. 18;  
Référence (iv) : [A-0069](#), p. 49, Tableaux 7.7 et 7.8

**Citation (i) :**

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.

(nos soulignements)

**Demande :**

- 21.1** Veuillez confirmer que le rehaussement de 1,3 TWh mentionné dans la Citation (i) est un chiffre cumulatif, qui résume l'ensemble des rehaussements annuels prévu entre les années 2023 à 2032, inclusivement, tel que l'indique le Tableau 7.7 de A-0069?
- 21.2** Doit-on comprendre que ce rehaussement cumulatif de 1,3 TWh cumulativement n'est qu'un chiffre préliminaire, et que le rehaussement final risque d'être beaucoup plus important, comme le suggère l'énoncé la Référence (ii)?
- 21.3** Est-ce que, selon la compréhension du Distributeur, le rehaussement des cibles en efficacité énergétique mentionné dans la référence (ii) englobe également la Gestion de la puissance? Le cas échéant, veuillez élaborer.
- 21.4** Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *en temps opportun* ». Est-ce que cela se mesure en jours, en semaines, en mois ou en années ?
- 21.5** Veuillez confirmer qu'à terme, lorsque le Distributeur aura déposé ces éléments de stratégie en matière d'efficacité énergétique, la contribution actuellement prévue de 10,2 TWh à l'horizon 2032 sera remplacée par une valeur plus élevée.
- 21.6** Veuillez confirmer que cette nouvelle stratégie en matière d'efficacité énergétique augmentera également les prévisions des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du Distributeur (Tableau 7.8 de A-0069), estimées actuellement à 217 MW d'ici 2031-2032.
- 21.7** Veuillez confirmer que toute augmentation de l'apport en efficacité énergétique, en énergie et en puissance, affectera les bilans en énergie et en puissance.
- 21.8** Dans ces circonstances, le Distributeur entend-il demander à la Régie d'attendre le dépôt de ces éléments importants de sa stratégie en matière d'efficacité énergétique avant de rendre sa décision sur l'ensemble de la stratégie d'approvisionnement?

**21.9 Dans la négative, veuillez expliquer comment la Régie peut prendre une décision éclairée sur la stratégie d’approvisionnement, alors que certains éléments-clés de cette stratégie demeurent inconnus.**

**22 Référence : [B-0152](#), p. 6**

**Citation (i):**

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.

**22.1 Veuillez confirmer que, dans la mesure où un nouveau tarif sera offert afin d’aider à déplacer la recharge des VÉ, les réductions qu’il produira sur la puissance requise apparaîtront dans le bilan dans la section Gestion de la puissance, comme la Tarification dynamique. Sinon, veuillez expliquer votre réponse.**

**23 Référence : [B-0148](#), p. 6 et p. 13 (Tableau 4.3)**

**Citation (i):**

Les moyens de GDP sont amenés à se développer et conserveront un rôle essentiel tant en matière de réduction de la demande de puissance lors des pointes d’hiver qu’en maintien de la fiabilité. Aux fins de la présente phase 2, les trajectoires de long terme n’ont été révisées que marginalement par rapport à celles présentées en phase 1. 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.

(nos soulignements)

**Citation (ii):**

**TABLEAU 4.3 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**  
**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars)	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
<b>En MW</b>												
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 085	4 256	4 376	4 588	4 669	4 749	4 829	4 909	4 989	5 105	5 236	5 369
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>44 546</b>	<b>45 100</b>	<b>45 678</b>	<b>46 397</b>	<b>46 999</b>	<b>47 988</b>	<b>48 754</b>	<b>49 548</b>	<b>50 421</b>	<b>51 595</b>	<b>52 920</b>	<b>54 265</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Approvisionnement existants</b>												
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 400	1 797	1 900	2 059	659	659	659	659	659	659	659	659
• Base et cyclable	600	600	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	300	697	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
• A/O 2021-01 - HQP	0	0	0	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Autres contrats de long terme	1 918	1 918	1 927	2 341	2 248	2 142	2 085	2 075	1 998	1 753	1 325	1 054
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 900	1 860	1 816	1 763	1 763	1 699	1 487	1 058	804
• Cogénération	328	328	337	337	285	222	219	219	219	211	211	211
• Petite hydraulique (2)	103	103	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39
Gestion de la demande de puissance	1 943	2 152	2 424	2 580	2 744	2 927	2 990	3 044	3 055	3 055	3 055	3 055
• Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	568	611	675	707	750	782	825	879	889	889	889	889
• Tarification dynamique	297	371	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
• Hilo	95	166	257	370	491	621	621	621	621	621	621	621
Autres moyens	753	762	770	778	787	794	794	795	796	797	798	799
<b>Puissance additionnelle requise</b>												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 200	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	1 600	2 500	3 300	4 050	4 950	6 400	8 150	9 750

**Demande :**

**23.1 Veuillez expliquer :**

**23.1.1 Pourquoi le Distributeur n'a pas cru bon de réviser plus que « marginalement » les trajectoires de GDP présentées en phase 1?**

**23.1.2 Pourquoi les gains prévus de la Tarification dynamique n'augmentent pas après 2028-29, surtout si les nouvelles offres à l'égard de la recharge des VÉ prendront une forme tarifaire?**

**23.1.3 Pourquoi les gains prévus pour Hilo n'augmentent pas après 2028-29?**

**23.1.4 Pourquoi aucune prévision n'est faite pour d'autres démarches en GdP qui peuvent être mise en place pendant la prochaine décennie?**

**23.2 Veuillez confirmer que toute augmentation des approvisionnements en Gestion de la puissance affecterait les bilans en puissance dans les dernières années du Plan, et donc nécessairement affecterait les « Autres approvisionnements requis ».**

**24 Référence : [A-0069](#), p. 30, para. 98**

**Citation (i):**

Afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements du Distributeur, la Régie rappelle que ce dernier a fait adopter des critères de déclenchement d'A/O qui reposent sur les critères de fiabilité en puissance et en énergie.

**24.1 Veuillez préciser les critères de déclenchement d'A/O que le Distributeur a fait adopter et dont il est fait mention à la Citation (i). Veuillez fournir les références précises à cet égard.**