

# **PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 PHASE 2 - PREUVE**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE.....</b>	<b>5</b>
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE.....</b>	<b>5</b>
<b>3. STRATÉGIE POUR ÉQUILIBRER LES BILANS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE .....</b>	<b>6</b>
3.1. Efficacité énergétique .....	6
3.2. Gestion de la demande de puissance .....	6
3.3. Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance . .....	7
3.4. Partage de réserve et profondeur des marchés de puissance .....	9
3.5. Acquisition de nouveaux approvisionnements.....	10
<b>4. BILANS.....</b>	<b>11</b>
<b>5. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE .....</b>	<b>14</b>
5.1. Contribution de l'abaissement de tension.....	14
5.2. Limite d'achats d'énergie sur les marchés de court terme.....	15

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 : Contrats éoliens venant à échéance à l'horizon 2035 .....	7
Tableau 3.2 : Contrats de petites centrales hydrauliques venant à échéance à l'horizon 2035 .....	8
Tableau 3.3 : Contrats de cogénération venant à échéance à l'horizon 2035 .....	9
Tableau 3.4 : Appels d'offres prévus .....	10
Tableau 4.1 : Bilan d'énergie Approvisionnements existants .....	11
Tableau 4.2 : Impact sur le bilan d'énergie des nouveaux approvisionnements prévus .....	12
Tableau 4.3 : Bilan de puissance Approvisionnements existants.....	13
Tableau 4.4 : Impact sur le bilan de puissance des nouveaux approvisionnements prévus..	14



## 1. CONTEXTE

1 Le 1<sup>er</sup> novembre 2022, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité  
2 (le « Distributeur ») déposait le Plan d'approvisionnement 2023-2032 (le « Plan »). En janvier  
3 2023, le Distributeur proposait à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de traiter l'examen de la  
4 stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en  
5 puissance dans une seconde phase afin d'adapter la stratégie d'approvisionnement au  
6 contexte énergétique actuel. Dans sa décision [D-2023-011](#), la Régie accueillait cette  
7 proposition.

8 Le 20 septembre, la Régie rend sa décision [D-2023-109](#) sur la phase 1 du Plan. Elle y précise  
9 notamment ses attentes à l'égard de la présente phase 2<sup>1</sup>. La preuve présente la stratégie du  
10 Distributeur pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance et répond aux demandes  
11 spécifiques issues de la phase 1 du Plan.

12 Depuis le dépôt du Plan, le Distributeur mentionne que divers éléments ont fait évoluer le  
13 contexte énergétique, notamment un accroissement de la prévision de la demande dû à des  
14 efforts soutenus favorisant la décarbonation et le lancement de l'appel d'offres A/O 2023-01  
15 visant l'acquisition de 1 500 MW d'énergie éolienne entre 2027 et 2029.

## 2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

16 Au cours de la dernière année, le Distributeur a complété un exercice visant à estimer la  
17 quantité d'énergie requise pour répondre à la demande d'électricité d'un Québec décarboné  
18 et prospère à l'horizon 2050. Cet exercice tient compte de l'engagement à long terme que le  
19 gouvernement du Québec (le « gouvernement ») entend prendre pour atteindre la  
20 carboneutralité à l'horizon 2050<sup>2</sup>. Ainsi, le Distributeur présente, à l'État d'avancement 2023<sup>3</sup>,  
21 une trajectoire de la prévision de la demande pour une période couvrant les années 2022 à  
22 2035 qui est en cohérence avec les ambitions de réduction des émissions de gaz à effet de  
23 serre (GES) du gouvernement. Dès lors, il estime que la demande additionnelle à l'horizon  
24 2050 devrait croître de 150 TWh à 200 TWh par rapport au niveau de 2022, soit près du double  
25 du niveau actuel de la demande au Québec. Cette prévision de la demande, sur un horizon  
26 dépassant la période couverte par le Plan, intègre les actions supplémentaires visant à réduire  
27 l'usage des combustibles fossiles, notamment le renforcement de la norme Véhicule zéro  
28 émission (VZE)<sup>4</sup>, la publication de règlements par des municipalités encadrant l'usage des  
29 énergies fossiles sur leur territoire ou la venue prochaine d'une norme VZE pour le  
30 camionnage. Par ailleurs, une part importante de l'effort à venir émane du secteur industriel :

<sup>1</sup> Décision [D-2023-109](#), par.198, 209 et 210.

<sup>2</sup> Voir à cet effet le site Web suivant :

<https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp>.

<sup>3</sup> Voir à cet effet l'État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur déposé le 1<sup>er</sup> novembre 2023.

<sup>4</sup> [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, 4244.

1 une grande proportion de la croissance de la demande est expliquée par la décarbonation de  
2 ce secteur. Cela se reflète aussi dans le volume plus important de demandes pour supporter  
3 des projets visant la décarbonation des procédés industriels.

4 Plus précisément, la mise à jour de la prévision de la demande indique une croissance des  
5 ventes de 11,8 TWh et des besoins en puissance à la pointe de l'hiver de 1 736 MW à l'horizon  
6 2032, par rapport à ce qui a été présenté en phase 1 du présent Plan.

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

7 La croissance anticipée des besoins, combinée à l'échéance de certains contrats  
8 d'approvisionnement en électricité, amène le Distributeur à planifier le recours à l'ensemble  
9 des moyens à sa disposition pour équilibrer les bilans d'énergie et de puissance. Les mesures  
10 prévues touchent autant la réduction des besoins, par le biais d'une bonification de l'efficacité  
11 énergétique et de la contribution des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP),  
12 qu'un accroissement de l'offre. À cet effet, la stratégie du Distributeur repose notamment sur  
13 un recours important aux marchés de court terme, le maintien de l'approvisionnement de  
14 certains contrats existants à leur échéance et l'acquisition de nouveaux approvisionnements.

15 L'ensemble de ces mesures est présenté dans la présente section.

#### 3.1. Efficacité énergétique

16 Depuis la publication du Plan, le Distributeur a rehaussé la contribution attendue des  
17 interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, la portant maintenant à  
18 10,2 TWh. Cette nouvelle contribution s'inscrit dans le cadre de la révision actuelle de la  
19 stratégie du Distributeur visant l'établissement de ses cibles en matière d'efficacité  
20 énergétique. Le Distributeur souligne également qu'il profite de cet exercice pour identifier les  
21 différents leviers et moyens nécessaires à l'atteinte desdites cibles. Il continuera de travailler  
22 de concert avec les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d'établir  
23 des cibles plus ambitieuses qui se rapprocheront du plein potentiel technico-économique  
24 réalisable. Le Distributeur déposera les éléments de sa stratégie en temps opportun.

#### 3.2. Gestion de la demande de puissance

25 Les moyens de GDP sont amenés à se développer et conserveront un rôle essentiel tant en  
26 matière de réduction de la demande de puissance lors des pointes d'hiver qu'en maintien de  
27 la fiabilité. Aux fins de la présente phase 2, les trajectoires de long terme n'ont été révisées  
28 que marginalement par rapport à celles présentées en phase 1. Cependant, le Distributeur  
29 souligne qu'il prend en compte, en sus des moyens de GDP et de façon implicite à la prévision,  
30 une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des  
31 périodes de pointes.

32 Une analyse des moyens de GDP présentement en cours pourrait mener à la présentation de  
33 propositions permettant d'augmenter le bassin de clients prêts à réduire leur charge en période

- 1 de plus forte demande, ou encore d'accroître les volumes offerts par les adhérents existants.
- 2 Le Distributeur prévoit présenter ses propositions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

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

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

#### 3.3.1. Contrats éoliens

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

**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	Montréal	101,2	274 100	2032-12-11
<b>Total (Horizon 2032)</b>		<b>1143,1</b>	<b>3 402 944</b>	
AO 2005-03	Massif du Sud	150,0	460 000	2033-01-17
AO 2005-03	Lac-Alfred	300,0	900 000	2033-01-18
AO 2005-03	New Richmond	67,8	178 690	2033-03-12
AO 2005-03	de L'Érable	100,0	312 987	2033-11-15
AO 2009-02	Viger-Denonville	24,6	67 600	2033-11-18
AO 2005-03	Seigneurie de Beaupré 2	131,2	433 000	2033-11-27
AO 2005-03	Des Moulins	156,8	471 457	2033-12-06
AO 2005-03	Seigneurie de Beaupré 3	140,6	448 700	2033-12-09
AO 2009-02	La Mitis	24,6	77 600	2034-10-16
AO 2009-02	Le Granit	24,6	72 300	2034-11-13
AO 2005-03	Rivière-du-Moulin	350,0	1 143 300	2034-11-26
AO 2005-03	Seigneurie de Beaupré 4	67,9	184 500	2034-11-30
AO 2009-02	Témiscouata	23,5	81 000	2034-11-30
AO 2009-02	Saint-Damase	23,5	86 479	2034-12-01
AO 2005-03	Vents du Kempt	101,1	265 000	2034-12-02
AO 2009-02	Le Plateau 2	21,2	58 659	2034-12-11
AO 2009-02	Saint-Philémon	24,0	79 000	2035-01-15
AO 2005-03	Témiscouata 2	51,7	143 920	2035-11-10
AO 2009-02	Côte-de-Beaupré	23,5	68 500	2035-11-18
AO 2005-03	Mont-Rothery	74,0	260 592	2035-11-30
AO 2009-02	Frampton	24,0	80 224	2035-12-14
<b>Total (Horizon 2035)</b>		<b>3047,7</b>	<b>9 276 452</b>	

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

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

10 Un règlement devrait être édicté par le gouvernement à l'expiration du délai de 45 jours.  
 11 Suivant son entrée en vigueur, le Distributeur déposera à la Régie sa demande d'approbation  
 12 des modalités du Programme en vue de son lancement prévu au deuxième trimestre de 2024.

13 Pour les contrats venant à échéance après le 12 décembre 2032, le Distributeur s'assurera de  
 14 mettre en place les moyens pour maintenir leurs approvisionnements au terme de leur  
 15 échéance. Par conséquent et pour les raisons précitées, les tableaux 4.2 et 4.4 considèrent le  
 16 maintien de l'approvisionnement de l'ensemble des projets éoliens sur l'horizon 2035.

### 3.3.2. Contrats de petites centrales hydrauliques

17 Les petites centrales hydrauliques dont les contrats viennent à échéance à l'horizon 2035  
 18 représentent une puissance contractuelle totale de 64,2 MW.

**TABLEAU 3.2 :**  
**CONTRATS DE PETITES CENTRALES HYDRAULIQUES VENANT À ÉCHÉANCE À L'HORIZON 2035**

N°_PAÉ	Nom du projet	Puissance contractuelle (MW)	Énergie contractuelle (MWh)	Date de fin du contrat
PAE 2009-01	Franquelin (Chutes à Thompson)	9,9	40 385	2030-12-21
PAE 2009-01	Pont-Arnaud	8,0	44 000	2031-03-25
PAE 2009-01	Chute-Garneau	5,3	27 000	2031-03-08
<b>Total (Horizon 2032)</b>		<b>23,2</b>	<b>111 385</b>	
PAE 2009-01	Courbe du Sault	25,0	86 383	2033-01-10
PAE 2009-01	Val-Jalbert	16,0	78 094	2035-02-05
<b>Total (Horizon 2035)</b>		<b>64,2</b>	<b>275 862</b>	

19 Les contrats associés à ces projets disposent d'une clause de renouvellement pour une  
 20 période additionnelle de 20 ans aux conditions qui auront été fixées par le Distributeur et sous  
 21 réserve des autorisations requises conformément aux lois en vigueur lors du renouvellement.

22 Puisque le premier contrat ne vient à échéance qu'en décembre 2030, le Distributeur juge  
 23 prématuré, à ce moment-ci, de confirmer sa stratégie de maintien de ces approvisionnements,

<sup>5</sup> [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.



1 mais confirme qu'il travaillera à la mise en place d'un moyen le permettant. Ainsi, les tableaux  
 2 4.2 et 4.4 prennent en considération le maintien de la production des projets visés sur l'horizon  
 3 2035.

### 3.3.3. Contrats de cogénération

4 Les projets de cogénération existants pour lesquels les contrats viennent à échéance à  
 5 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 (MW/h)	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
AO 2009-01	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>	

6 Le Distributeur travaille actuellement à l'établissement de stratégies visant le maintien de ces  
 7 approvisionnements à l'échéance des contrats et, par conséquent, les intègre aux tableaux  
 8 4.2 et 4.4, à l'horizon 2035. Aux fins du calcul des quantités inscrites aux bilans, le Distributeur  
 9 considère le potentiel énergétique total de cette mesure, pour les contrats prenant fin sur la  
 10 période 2027 à 2035.

### 3.4. Partage de réserve et profondeur des marchés de puissance

11 Le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés  
 12 de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW et qui inclut 200 MW de partage  
 13 de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025, incluant 200 MW de partage  
 14 de réserve. Divers éléments justifient cette contribution accrue.

15 D'abord, les démarches du Distributeur pour attirer de nouveaux fournisseurs ont porté leurs  
 16 fruits pour l'hiver 2022-2023. L'introduction d'un paiement établi sur la base du prix de  
 17 référence du gaz à l'intérieur de la zone de New York a permis d'obtenir des quantités  
 18 supplémentaires qui n'avaient jamais été soumises dans le passé.

1 De plus, un nouveau protocole d'entente, en vertu duquel le Québec et l'Ontario procéderont  
 2 à un échange saisonnier de puissance de 600 MW, a été convenu<sup>6</sup>. Ces quantités  
 3 contribueront à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur.  
 4 Compte tenu de ces éléments, le Distributeur considère ce rehaussement raisonnable et  
 5 pourrait, advenant une participation accrue dans les prochains appels de propositions pour  
 6 des produits de puissance de type UCAP, revoir cette contribution.

### 3.5. Acquisition de nouveaux approvisionnements

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

11 Selon le profil des besoins, les produits visés seront à la fois de l'énergie et de la puissance  
 12 hivernales (base hivernale) et de l'énergie sur une base annuelle avec la puissance associée.  
 13 Le tableau 3.4 présente les caractéristiques envisagées pour les appels d'offres prévus dans  
 14 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) <b>Énergie annuelle</b>		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) <b>Base hivernale</b>	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) <b>Base hivernale</b>			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.

15 Le processus d'analyse et de sélection des projets déposés dans le cadre de l'appel d'offres  
 16 A/O 2023-01, visant l'achat de 1 500 MW d'électricité produite à partir de source éolienne,

<sup>6</sup> Voir à cet effet le [communiqué de presse du gouvernement](#) publié le 30 août 2023.

1 devrait être complété au courant du premier trimestre de 2024. Une fois la sélection des offres  
 2 finalisée, le Distributeur pourra demander à Hydro-Québec dans ses activités de transport  
 3 d'électricité (le « Transporteur ») de procéder à une analyse du réseau afin d'identifier, le cas  
 4 échéant, le potentiel d'intégration résiduel de nouveaux projets. À la suite de l'obtention des  
 5 conclusions de cette analyse, le Distributeur pourra procéder au lancement d'un appel d'offres  
 6 de long terme toutes sources pour répondre aux besoins à combler à compter de l'automne  
 7 2028.

8 Le Distributeur précise que les appels d'offres de court terme se feront conformément à la  
 9 *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un*  
 10 *an et moins*<sup>7</sup> approuvée par la Régie. Pour les appels d'offres de long terme, le Distributeur  
 11 présentera à la Régie les demandes d'approbation nécessaires en temps opportun.

12 Les volumes identifiés au tableau 3.4 pourraient être revus suivant l'évolution des besoins et  
 13 de la contribution des différents moyens. Pour répondre aux besoins résiduels sur les années  
 14 subséquentes de l'horizon du bilan, d'autres moyens seront planifiés et présentés  
 15 ultérieurement.

#### 4. BILANS

**TABLEAU 4.1 :**  
**BILAN D'ÉNERGIE**  
**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>BESOINS</b>	196,8	199,5	202,7	206,4	211,2	216,6	221,5	226,7	232,4	238,9	246,7	254,9
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Approvisionnement existants</b>												
Électricité patrimoniale utilisée	176,2	177,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,8	3,9	4,4	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,2	0,9	1,1	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2021-01 - HQP	-	-	0,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Éolien (1)	11,4	11,4	11,7	14,5	14,3	13,9	13,5	13,4	12,6	9,8	7,9	6,0
Cogénération et petite hydraulique (2)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,4	2,1	2,1	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8
<b>Énergie additionnelle requise</b>												
Contribution des marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,9	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	1,1	8,0	14,1	19,4	24,8	31,3	40,7	50,4	60,5
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Mille, de la chute du Six Mille et Manouane Sipi.

<sup>7</sup> Disponible sur le [site Web](#) d'Hydro-Québec.

**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>	<b>2,1</b>	<b>2,6</b>	<b>3,4</b>	<b>6,6</b>	<b>14,0</b>	<b>20,1</b>	<b>25,4</b>	<b>30,8</b>	<b>37,3</b>	<b>46,7</b>	<b>56,4</b>	<b>66,5</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Nouveaux approvisionnements prévus</b>												
Approvisionnement issus de projets existants (1)	-	-	-	0,5	1,2	1,8	2,2	2,4	3,3	6,2	8,1	10,0
▪ Projets éoliens (2)	-	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,4	5,1	7,0	8,9
▪ Projets de cogénération	-	-	-	0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	0,1	1,7	3,2	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Approvisionnement de court terme (3)	-	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnement 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	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0
▪ Hiver	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0
▪ Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>2,7</i>	<i>1,3</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

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

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

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

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

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

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	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>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
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

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Milles, de la chute du Six Milles et Manouane Sipi.

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

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

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

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

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

## 5. AUTRES SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

### 5.1. Contribution de l'abaissement de tension

1 Conformément aux attentes exprimées par la Régie<sup>8</sup>, la présente section fait le point sur la  
2 contribution de l'abaissement de tension (« AT »).

3 L'AT est un moyen d'urgence permettant de diminuer rapidement et temporairement les  
4 charges des postes satellites afin de préserver la stabilité du réseau. L'AT s'effectue par  
5 l'entremise d'appareils d'automatisme installés dans les postes satellites du Transporteur.

6 En 2022, 36 % des postes satellites du Transporteur étaient équipés d'appareils  
7 d'automatisme admissibles à l'AT. Parmi les raisons principales expliquant l'inadmissibilité de  
8 certaines charges du réseau d'Hydro-Québec à l'automatisme d'AT :

- 9 • Toute charge branchée directement sur le réseau du Transporteur est exclue de l'AT ;
- 10 • L'indisponibilité d'appareils d'AT dans certains postes ;
- 11 • Des caractéristiques techniques de certains équipements du réseau ne permettant pas  
12 l'ajout ou l'utilisation d'automatisme d'AT ; et
- 13 • La présence de mécanismes de sécurité électriques plus sensibles aux variations de  
14 tension et la nécessité de respecter les normes de tension minimale pour certaines  
15 charges desservies.

<sup>8</sup> Décision [D-2023-109](#), par. 210.

1 La charge en pointe hivernale assujettie à l'AT est donc inférieure à la charge totale du réseau.  
2 En 2022, le Transporteur estimait que les automatismes d'AT permettaient d'affecter 43 % de  
3 la charge totale du réseau d'Hydro-Québec en pointe hivernale.

4 Chaque année, Hydro-Québec effectue un essai du mécanisme d'automatisme d'AT afin de  
5 modéliser la réponse attendue de ce moyen en fonction du niveau de charge observée. Afin  
6 de faire le point sur la question, le Distributeur, en collaboration avec le Transporteur, a  
7 réévalué les plus récentes estimations de réduction de la charge en cas d'utilisation de  
8 l'automatisme d'AT. Cette réévaluation a permis au Distributeur de confirmer que, pour une  
9 pointe hivernale prévisible à l'horizon du Plan, l'abaissement de tension se situerait entre  
10 250 MW et 280 MW<sup>9</sup>. Aucun élément ne justifie donc de modifier la contribution de l'AT au  
11 bilan.

12 En fonction des tests et analyses effectués annuellement, le Distributeur informera la Régie,  
13 le cas échéant, de tout élément pouvant justifier une modification de la contribution de l'AT au  
14 bilan.

## 5.2. Limite d'achats d'énergie sur les marchés de court terme

15 Dans sa décision D-2023-109, la Régie demande au Distributeur de valider l'impact sur les  
16 limites d'achats d'énergie sur les marchés de court terme du contrôle, par Hydro-Québec dans  
17 ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), des centrales sur le réseau  
18 d'Énergie La Lièvre<sup>10</sup>.

19 Le Distributeur rappelle que l'impact de cette modification a eu pour effet de réduire la capacité  
20 d'importation en énergie hivernale de 6 TWh à 5,6 TWh, alors que la contribution en énergie  
21 des marchés de court terme considérée au bilan à conditions climatiques normales, incluant  
22 les achats en provenance du marché québécois, est de 3 TWh en hiver. Ainsi, les capacités  
23 disponibles au Distributeur demeurent nettement supérieures à la limite considérée.

24 De plus, le Distributeur précise que les centrales du réseau d'Énergie La Lièvre ont intégré le  
25 système de production du Producteur. Malgré la baisse des capacités d'importation, cette  
26 transaction a pour effet d'augmenter les marges commercialisables du Producteur. Ces  
27 quantités demeurent ainsi dans le marché global où le Distributeur s'approvisionne.

---

<sup>9</sup> Pièce HQD-7, document 5 ([B-0138](#)), p. 3.

<sup>10</sup> Décision [D-2023-109](#), par. 198.