

Approvisionnement en électricité et options tarifaires d'électricité interruptible et d'électricité additionnelle

Table des matières

1. Suivi des contrats d'approvisionnement	5
2. Détail des sources d'approvisionnement, bilan réel offre-demande en puissance et taux de pertes de distribution	10
2.1. Détail des sources d'approvisionnement	10
2.2. Bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe	10
2.3. Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois de puissance à la pointe	10
2.4. Taux de pertes de distribution	11
3. Bilan de l'utilisation de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les contrats d'approvisionnement de court terme	11
4. Suivi des options d'électricité interruptible pour les clientèles de moyenne et de grande puissance ...	11
4.1. Bilan pour l'année financière 2025	11
4.2. Sommaire de l'hiver 2024-2025.....	13
5. Suivi de l'option d'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance	13

Liste des tableaux

Tableau 1 Détail des approvisionnements pour les contrats de long terme.....	9
Tableau 2 Sources d'approvisionnement (TWh).....	10
Tableau 3 Bilan réel offre-demande en puissance du Distributeur lors de la pointe (MW)	10
Tableau 4 Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois lors de la pointe (MW).....	11
Tableau 5 Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance en 2025.....	12
Tableau 6 Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance 2024-2025	13
Tableau 7 Bilan de l'option d'électricité additionnelle pour l'année 2025.....	14

1. Suivi des contrats d'approvisionnement

1 Cette section présente le suivi mensuel des approvisionnements pour chacun des contrats de
2 long terme en service. Les contrats visés sont présentés selon les sources de production :

3 Hydroélectrique

- 4 • Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité¹ (le « Producteur » ou
5 « HQP ») (350 MW) ;
- 6 • HQP (250 MW) ;
- 7 • Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01
8 HQP – Système de puissance HQP – 1,
9 HQP – Système de puissance HQP – 2,
10 HQP – Système de puissance HQP - 3 ;
- 11 • Petites centrales (PAE 2009-01)
12 Franquelin,
13 Pont-Arnaud,
14 Chute-Gameau,
15 Courbe du Sault, rivière Sheldrake,
16 Val-Jalbert,
17 Saint-Joachim,
18 Mistassini 11^e Chute ;

19 Gaz

- 20 • TransCanada Energy ;

21 Cogénération

- 22 • Kruger #1 ;
- 23 • Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2009-01
24 Saint-Nicéphore,
25 Haute Yamaska - Roland Thibault,
26 Kruger #3 (Saint-Thomas),

¹ En vertu de l'article 170 de la *Loi sur la gouvernance responsable*, les contrats d'approvisionnement en électricité fournis par le Producteur au Distributeur pour les besoins excédant l'électricité patrimoniale ont pris fin le 6 juin 2025. Les approvisionnements en électricité fournis par ces contrats sont toutefois réputés, à compter de cette date, être un approvisionnement en électricité visé au sous-paragraphe B du paragraphe 2 du premier alinéa de l'article 52.2 de la LRÉ et le coût d'approvisionnement en électricité est celui qui était prévu au contrat visé, tel que ce contrat se lit le 6 juin 2025, pour sa durée non écoulée.

- 1 Québec-Énergie 2012 (St-Félicien),
2 Thurso ;
3 • Contrats découlant du programme d'achats PAE 2011-01 (à base de biomasse)
4 Renouvellement SF 2012 (FibreK),
5 Dolbeau,
6 Gatineau,
7 Windsor,
8 Bromptonville #2 (Kruger),
9 Rayonier #2 (Tembec),
10 Thurso #2,
11 Valleyfield,
12 Biomont,
13 Chapais,
14 Windsor TG2,
15 Bell 1,
16 Bell-2 (Boisaco),
17 Bell-3 (Assinica),
18 Bell-4 (Val-D'Or) ;
19 Éolienne
20 • Bloc 1 (A/O 2003-02)
21 Baie-des-Sables,
22 L'Anse-à-Valleau,
23 Carleton,
24 Saint-Ulric / Saint-Léandre,
25 Mont-Louis,
26 Montagne Sèche,
27 Gros-Morne (phases 1 et 2) ;
28 • Bloc 2 (A/O 2005-03)
29 Le Plateau,
30 De L'Érable,

- 1 Des Moulins,
2 St-Robert-Bellarmin,
3 Montérégie,
4 Massif du Sud,
5 New Richmond,
6 Seigneurie de Beaupré 2,
7 Seigneurie de Beaupré 3,
8 Seigneurie de Beaupré 4,
9 Lac Alfred (phases 1 et 2),
10 Vents du Kempt,
11 Mont-Rothery,
12 Rivière-du-Moulin,
13 Témiscouata II ;
14 • Bloc 3 (A/O 2009-02)
15 Viger-Denonville,
16 Saint-Damase,
17 Le Plateau 2,
18 MRC de Témiscouata,
19 Du Granit,
20 La Mitis,
21 Saint-Philémon,
22 Frampton,
23 Côte-de-Beaupré,
24 Belle-Rivière,
25 Pierre-de-Saurel,
26 Des Cultures ;
27 • Bloc 4 (A/O 2013-01)
28 ○ Ronceveaux,
29 ○ Mont Sainte-Marguerite,
30 ○ Nicolas Riou ;

- 1 • Décret D-191-2014
- 2 ○ Mesgi'g Ugju's'n ;
- 3 • A/P 2015-01
- 4 ○ Dune-du-Nord ;
- 5 • Contrat de gré à gré
- 6 ○ Innavik,
- 7 ○ Grosse-Île,
- 8 ○ Great Whale River (GWR).

9 Les informations relatives à ces contrats sont présentées au tableau 1.

Tableau 1
Détail des approvisionnements pour les contrats de long terme

	Quantités contractuelles				Quantités d'énergie (en GWh)		Montants facturés (en k\$)			Dommages, pénalités et autres		
	Puissance (en MW)	nb jours	nb heures	FU	Énergie (en GWh)	Rendue disponible	Livrée	Puissance	Énergie	Total	en k\$	Commentaires
Hydroélectrique												
Hydro-Québec Production (350MW)					2 882,0	-	3 547,3	41 561	211 094	252 655	-	
Janvier	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	706,8	6 905	46 357	53 262		
Février	350,0	28	672	94,0%	221,1	-	270,1	3 141	16 055	19 196		
Mars	350,0	31	743	94,0%	244,4	-	260,1	3 193	15 042	18 235		
Avril	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	3 090	14 577	17 666		
Mai	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 193	15 063	18 255		
Juin	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	3 090	14 577	17 666		
Juillet	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 193	15 063	18 255		
Août	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 193	15 063	18 255		
Septembre	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	3 090	14 577	17 666		
Octobre	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 193	15 063	18 255		
Novembre	350,0	30	721	94,0%	237,2	-	252,4	3 090	14 597	17 687		
Décembre	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 193	15 063	18 255		
Hydro-Québec Production (250MW)					2 058,6	-	1 042,1	39 538	67 555	107 093	-	
Janvier	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	116,8	3 136	6 840	9 975		
Février	250,0	28	672	94,0%	157,9	-	355,4	4 316	24 207	28 523		
Mars	250,0	31	743	94,0%	174,6	-	99,7	3 136	5 835	8 971		
Avril	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	16,5	3 035	966	4 001		
Mai	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 136	0	3 136		
Juin	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	3 035	0	3 035		
Juillet	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 136	0	3 136		
Août	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 136	0	3 136		
Septembre	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	3 035	0	3 035		
Octobre	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 136	0	3 136		
Novembre	250,0	30	721	94,0%	169,4	-	83,0	3 035	4 860	7 895		
Décembre	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	370,8	4 270	24 846	29 116		
Achat de puissance garantie (A/O 2015-01)												
Hydro-Québec Production :												
Système de puissance HQP-1					35,1	-	53,5	7 278	3 599	10 867		
Janvier	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	16,1	617	1 072	1 689		
Février	100,0	28	672	12,1%	8,1	-	14,3	557	952	1 510		
Mars	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	4,1	617	273	890		
Avril	100,0	30				-	0,0	597	0	597		
Mai	100,0	31				-	0,0	617	0	617		
Juin	100,0	30				-	0,0	597	0	597		
Juillet	100,0	31				-	0,0	617	0	617		
Août	100,0	31				-	0,0	617	0	617		
Septembre	100,0	30				-	0,0	597	0	597		
Octobre	100,0	31				-	0,0	617	0	617		
Novembre	100,0	30				-	0,0	597	0	597		
Décembre	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	19,0	629	1 291	1 920		
Système de puissance HQP-2					70,2	-	107,0	25 474	7 177	32 651		
Janvier	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	32,4	2 160	2 158	4 318		
Février	200,0	28	672	12,1%	16,2	-	28,6	1 951	1 905	3 856		
Mars	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	8,0	2 160	533	2 693		
Avril	200,0	30				-	0,0	2 090	0	2 090		
Mai	200,0	31				-	0,0	2 160	0	2 160		
Juin	200,0	30				-	0,0	2 090	0	2 090		
Juillet	200,0	31				-	0,0	2 160	0	2 160		
Août	200,0	31				-	0,0	2 160	0	2 160		
Septembre	200,0	30				-	0,0	2 090	0	2 090		
Octobre	200,0	31				-	0,0	2 160	0	2 160		
Novembre	200,0	30				-	0,0	2 090	0	2 090		
Décembre	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	38,0	2 203	2 582	4 785		
Système de puissance HQP-3					70,2	-	107,0	30 714	7 177	37 891		
Janvier	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	32,2	2 604	2 145	4 749		
Février	200,0	28	672	12,1%	16,2	-	28,8	2 352	1 918	4 270		
Mars	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	8,0	2 604	533	3 137		
Avril	200,0	30				-	0,0	2 520	0	2 520		
Mai	200,0	31				-	0,0	2 604	0	2 604		
Juin	200,0	30				-	0,0	2 520	0	2 520		
Juillet	200,0	31				-	0,0	2 604	0	2 604		
Août	200,0	31				-	0,0	2 604	0	2 604		
Septembre	200,0	30				-	0,0	2 520	0	2 520		
Octobre	200,0	31				-	0,0	2 604	0	2 604		
Novembre	200,0	30				-	0,0	2 520	0	2 520		
Décembre	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	38,0	2 656	2 582	5 238		

1 Les informations relatives aux autres contrats sont déposées sous pli confidentiel.

2. Détail des sources d'approvisionnement, bilan réel offre-demande en puissance et taux de pertes de distribution

1 Les sections suivantes présentent le détail des sources d'approvisionnement du Distributeur,
 2 le bilan réel offre-demande en puissance sur le réseau intégré lors de la pointe hivernale
 3 2024-2025, la conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois de
 4 puissance à cette pointe ainsi que le taux de pertes de distribution.

2.1. Détail des sources d'approvisionnement

5 Le tableau 2 présente la répartition des approvisionnements de l'année 2025 selon qu'ils
 6 proviennent du Producteur ou des autres fournisseurs et selon qu'il s'agit d'énergie
 7 patrimoniale ou d'énergie postpatrimoniale.

Tableau 2
Sources d'approvisionnement (TWh)¹

HQP	Patrimonial	173,31
	Postpatrimonial ²	9,72
Autres fournisseurs	Postpatrimonial ³	14,45
Total		197,48

¹ Données préliminaires en attente de validation. Le total est calculé à partir des quantités non arrondies.

² Incluant l'entente globale cadre, la dispense et le service d'intégration éolienne.

³ Incluant la dispense.

2.2. Bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe

8 Le bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe hivernale 2024-2025, survenue le
 9 22 janvier 2025, est présenté au tableau 3.

Tableau 3
Bilan réel offre-demande en puissance du Distributeur lors de la pointe (MW)

Besoins réguliers du Distributeur – réseau intégré	39 668
Approvisionnements (Offre)	39 668
Approvisionnements patrimoniaux	31 078
Approvisionnements postpatrimoniaux	8 590

2.3. Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois de puissance à la pointe

10 Le tableau 4 présente la conciliation des besoins réguliers du Distributeur en réseau intégré
 11 avec les besoins québécois en puissance lors de la pointe hivernale 2024-2025 survenue le
 12 22 janvier 2025.

Tableau 4
Conciliation des besoins réguliers du Distributeur
avec les besoins québécois lors de la pointe (MW)

Besoins québécois	39 871MW ¹
- Besoins des réseaux voisins québécois	138 MW
- Réseaux autonomes	65 MW
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	39 668 MW

¹ La pointe de l'hiver 2024-2025 (39 871 MW) est survenue le 22 janvier 2025 à 8 h (Rapport annuel 2025 d'Hydro-Québec, page 69).

1 L'écart entre les besoins québécois et les besoins réguliers du Distributeur provient des
 2 livraisons du Producteur pour des engagements d'échange envers des tiers ainsi que des
 3 besoins des réseaux autonomes.

2.4. Taux de pertes de distribution

4 Le taux de pertes de distribution est de 2,2 % pour l'année 2025.

3. Bilan de l'utilisation de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les contrats d'approvisionnement de court terme

5 L'article 92 de la *Loi sur la gouvernance responsable* est venu supprimer le paragraphe 14 de
 6 l'Annexe II de la loi sur la Régie de l'énergie, de sorte que le Distributeur n'a plus à présenter
 7 cette information en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ. Toutefois, le Distributeur déposera le
 8 [rapport de suivi des activités d'achat de court terme \(sous dispense\)](#) de 2025 tel que requis
 9 par la Régie dans sa décision D-2017-140.

4. Suivi des options d'électricité interruptible pour les clientèles de moyenne et de grande puissance²

10 En 2025, seule la clientèle de grande puissance a eu recours aux options d'électricité
 11 interruptible.

12 Puisque ces options sont utilisées par le Distributeur pendant l'hiver, les résultats sont
 13 présentés tant pour l'année financière 2025 à la section 4.1 que pour l'hiver 2024-2025
 14 (périodes du 1^{er} décembre au 31 mars) à la section 4.2.

4.1. Bilan pour l'année financière 2025

15 Le tableau 5 présente le sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la
 16 clientèle de grande puissance.

² Options d'électricité interruptible autorisées par la Régie dans sa décision [D-2014-156](#). À noter que, comme indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032, Hydro-Québec a élaboré des projets pilotes qui ont été mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023 pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients, mais qui ne sont pas inclus dans cette section.

Tableau 5
Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible
pour la clientèle de grande puissance en 2025^{3,4}

		Janvier 2025	Février 2025	Mars 2025	Décembre 2025	Total
Option 1	Nb clients	15	15	15		15
	Nb appels	4	1	0		5
	Heures d'interruption	20	5	0		25
	Crédits versés	5,50 M\$	2,84 M\$	3,73 M\$		12,07 M\$
Sous-Option III	Nb clients				1	1
	Nb appels				0	0
	Heures d'interruption				0	0
	Crédits versés				0,03 M\$	0,03 M\$
Sous-Option IV	Nb clients				2	2
	Nb appels				0	0
	Heures d'interruption				0	0
	Crédits versés				0,07 M\$	0,07 M\$
Sous-Option V	Nb clients				2	2
	Nb appels				3	3
	Heures d'interruption				13	13
	Crédits versés				0,26 M\$	0,26 M\$
Sous-Option VII	Nb clients				9	9
	Nb appels				5	5
	Heures d'interruption				22	22
	Crédits versés				10,78 M\$	10,78 M\$
Sous-Option VIII	Nb clients				6	6
	Nb appels				5	5
	Heures d'interruption				23	23
	Crédits versés				9,59 M\$	9,59 M\$
Sous-Option XI	Nb clients				1	1
	Nb appels				5	5
	Heures d'interruption				21	21
	Crédits versés				0,16 M\$	0,16 M\$
Sous-Option XII	Nb clients				1	1
	Nb appels				5	5
	Heures d'interruption				22	22
	Crédits versés				0,27 M\$	0,27 M\$
Sous-Option XVI	Nb clients				2	2
	Nb appels				6	6
	Heures d'interruption				26	26
	Crédits versés				0,47 M\$	0,47 M\$
Sous-Option XVIII	Nb clients				1	1
	Nb appels				6	6
	Heures d'interruption				28	28
	Crédits versés				0,86 M\$	0,86 M\$
Sous-Option XIX	Nb clients				4	4
	Nb appels				8	8
	Heures d'interruption				33	33
	Crédits versés				2,53 M\$	2,53 M\$
Sous-Option XX	Nb clients				18	18
	Nb appels				8	8
	Heures d'interruption				34	34
	Crédits versés				16,71 M\$	16,71 M\$
Total	Nb clients	15	15	15	47	
	Crédits versés	5,50 M\$	2,84 M\$	3,73 M\$	41,74 M\$	53,81 M\$

³ Janvier, février et mars 2025 : options d'électricité interruptible autorisées par la Régie dans sa décision [D-2014-156](#). À noter, comme indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032, qu'Hydro-Québec a élaboré des projets pilotes qui ont été mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023, pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients. Ces projets ne sont pas inclus dans cette section.

⁴ Décembre 2025 : option GDP Engagement autorisée par la Régie dans sa décision [D-2025-037](#).

1 Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2025, des crédits de 53,8 M\$ ont été versés aux
2 clients participants.

3 Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2025, il n'y avait aucune adhésion aux options
4 décrites aux articles 6.18, 6.39 et 6.40 des Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec en vigueur le
5 1^{er} avril 2024. Pour la période hivernale débutant le 1^{er} décembre 2025, il n'y avait aucune
6 adhésion aux sous-option I, II, VI, IX, X, XIII, XIV, XV et XVII décrites à l'article 6.18 des Tarifs
7 d'électricité d'Hydro-Québec en vigueur le 1^{er} avril 2025.

4.2. Sommaire de l'hiver 2024-2025

8 Le tableau 6 présente le sommaire des adhésions et de l'utilisation de l'ensemble des options
9 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance au cours de la période d'hiver
10 2024-2025⁵.

Tableau 6
Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible
pour la clientèle de grande puissance 2024-2025

	Hiver 2024-2025		
	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs
Nombre de clients	15	0	0
MW effectifs moyenne mensuelle	717	0	0
Nombre d'appels	5	0	0
Nombre d'heures d'interruptions/clients	25	0	0
Crédits versés M\$	14,5 M \$		

5. Suivi de l'option d'électricité supplémentaire pour la clientèle de grande puissance

11 L'option d'électricité supplémentaire, introduite en 2006⁶, permet aux clients de grande puissance
12 de consommer une quantité d'électricité au-delà de leur consommation normale afin de
13 répondre à une demande exceptionnelle, et ce, en dehors des heures de pointe du
14 Distributeur.

⁵ Compte tenu de la période de transition, Hydro-Québec déposera les résultats relatifs à l'hiver 2025-2026 dans le cadre du suivi administratif des options GDP ordonné par la Régie dans la décision D-2025-119.

⁶ Décision [D-2006-34](#), pages 78 et 79.

- 1 En 2025, 24 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total
- 2 de 413,7 GWh, ce qui représente une diminution de consommation de 87,3 GWh, ou environ
- 3 17 %, comparativement à l'année 2024.
- 4 Cette option a généré, pour l'année 2025, un écart de revenus défavorable de 4 740 k\$ comme
- 5 le présente le tableau 7.

Tableau 7
Bilan de l'option d'électricité additionnelle pour l'année 2025

Mois	Volume mensuel additionnel	Prix moyen de l'électricité additionnelle	Prix réel ¹	Écart de prix	Écart de revenus total
	MWh	¢/kWh	¢/kWh	%	k\$
Janvier	48 704	5,740	11,765	-51,21 %	(2 934)
Février	48 514	5,740	11,882	-51,69 %	(2 980)
Mars	44 974	5,740	5,275	8,82 %	209
Avril	31 860	5,246	3,775	38,96 %	469
Mai	34 808	5,246	3,593	46,01 %	575
Juin	26 944	5,246	3,593	46,01 %	445
Juillet	23 902	5,246	3,593	46,01 %	395
Août	21 834	5,246	3,593	46,01 %	361
Septembre	28 518	5,246	3,593	46,01 %	471
Octobre	35 284	5,246	3,593	46,01 %	583
Novembre	37 833	5,246	5,289	-0,80 %	(16)
Décembre	30 543	6,850	14,444	-52,58 %	(2 320)
Total	413 718	5,503			-4 740

¹ Le prix réel correspond au résultat de la formule présentée à l'article 6.32 des Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec telle qu'elle a été reconnue par la Régie dans sa décision [D-2015-018](#). Aux fins de présentation dans ce suivi, le nombre d'heures réel d'achats ainsi que le prix réel à la zone M du NYISO ont cependant été utilisés, plutôt que le nombre d'heures prévu et le coût évité en énergie pour la période, de façon à mieux refléter le prix réel du Distributeur.