

**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	9
2.1. Détail des sources d'approvisionnement	9
2.2. Bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe	9
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.....	10
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
3.1. Description des achats d'électricité effectués par transactions bilatérales : produits, quantités et prix.....	11
3.2. Description des achats d'électricité effectués sur les bourses énergétiques.....	14
4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE	15
4.1. Bilan pour l'année financière 2023.....	15
4.2. Sommaire des hivers 2022-2023 et 2023-2024	15
5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE.....	17

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Répartition par fournisseur du nombre de transactions bilatérales d'achat en 2023	13
Figure 2 : Répartition par fournisseur des achats d'énergie effectués au moyen de transactions bilatérales en 2023	13

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Détail des approvisionnements pour les contrats de long terme.....	8
Tableau 2 : Sources d'approvisionnement (TWh) ¹	9
Tableau 3 : Bilan réel offre-demande en puissance du Distributeur lors de la pointe (MW)....	9
Tableau 4 : Conciliation des besoins réguliers du Distributeur avec les besoins québécois lors de la pointe (MW).....	10
Tableau 5 : Achats de court terme en 2023.....	11
Tableau 6 : Nombre de transactions bilatérales par produits acquis en vertu de la dispense en 2023.....	12
Tableau 7 : Sommaire des transactions bilatérales d'achat d'électricité réalisées en 2023, par fournisseur ¹	12
Tableau 8 : Sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques en 2023	14
Tableau 9 : Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance en 2023.....	15
Tableau 10 : Sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance (Hivers 2022-2023 et 2023-2024)	16
Tableau 11 : Bilan de l'option d'électricité additionnelle pour l'année 2023	17

1. SUIVI DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT

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

Hydroélectrique

- Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur » ou « HQP ») (350 MW) ;
- HQP (250 MW) ;
- Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01
 - HQP – Système de puissance HQP – 1,
 - HQP – Système de puissance HQP – 2,
 - HQP – Système de puissance HQP - 3 ;
- Petites centrales (PAE 2009-01)
 - Franquelin,
 - Pont-Arnaud,
 - Chute-Garneau,
 - Courbe du Sault, rivière Sheldrake,
 - Val-Jalbert,
 - Saint-Joachim,
 - Mistassini 11^e Chute ;

Gaz

- TransCanada Energy ;

Cogénération

- Kruger #1 ;
- Rayonier #1 ;
- Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2009-01
 - Saint-Nicéphore,
 - Haute Yamaska - Roland Thibault,
 - Saint-Thomas,
 - Québec-Énergie 2012 (St-Félicien),
 - Thurso ;
- Contrats découlant du programme d'achats PAE 2011-01 (à base de biomasse)
 - Renouvellement SF 2012 (Fibre),
 - Dolbeau,

- 1 ○ Gatineau,
- 2 ○ Windsor,
- 3 ○ Bromptonville #2 (Kruger),
- 4 ○ Rayonier #2,
- 5 ○ Thurso #2,
- 6 ○ Valleyfield,
- 7 ○ Biomont,
- 8 ○ Chapais,
- 9 ○ Windsor TG2,
- 10 ○ Bell,
- 11 ○ Bell-2 (Boisaco),
- 12 ○ Bell-3 (Assinica),
- 13 ○ Bell-4 (Val-D'Or) ;

14 Éolienne

- 15 • Bloc 1 (A/O 2003-02)
- 16 ○ Baie-des-Sables,
- 17 ○ L'Anse-à-Valleau,
- 18 ○ Carleton,
- 19 ○ Saint-Ulric / Saint-Léandre,
- 20 ○ Mont-Louis,
- 21 ○ Montagne Sèche,
- 22 ○ Gros-Morne (phases 1 et 2) ;
- 23 • Bloc 2 (A/O 2005-03)
- 24 ○ Le Plateau,
- 25 ○ De L'Érable,
- 26 ○ Des Moulins,
- 27 ○ St-Robert-Bellarmin,
- 28 ○ Montérégie,
- 29 ○ Massif du Sud,
- 30 ○ New Richmond,
- 31 ○ Seigneurie de Beaupré 2,
- 32 ○ Seigneurie de Beaupré 3,
- 33 ○ Seigneurie de Beaupré 4,
- 34 ○ Lac Alfred (phases 1 et 2),
- 35 ○ Vents du Kempt,

- 1 ○ Mont-Rothery,
- 2 ○ Rivière-du-Moulin,
- 3 ○ Témiscouata II ;
- 4 • Bloc 3 (A/O 2009-02)
- 5 ○ Viger-Denonville,
- 6 ○ Saint-Damase,
- 7 ○ Le Plateau 2,
- 8 ○ MRC de Témiscouata,
- 9 ○ Du Granit,
- 10 ○ La Mitis,
- 11 ○ Saint-Philémon,
- 12 ○ Frampton,
- 13 ○ Côte-de-Beaupré,
- 14 ○ Belle-Rivière,
- 15 ○ Pierre-de-Saurel,
- 16 ○ Des Cultures ;
- 17 • Bloc 4 (A/O 2013-01)
- 18 ○ Ronceveaux,
- 19 ○ Mont Sainte-Marguerite,
- 20 ○ Nicolas Riou ;
- 21 • Décret D-191-2014
- 22 ○ Mesgi'g Ujju's'n ;
- 23 • A/P 2015-01
- 24 ○ Dune-du-Nord.

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

**TABLEAU 1 :
DÉTAIL DES APPROVISIONNEMENTS POUR LES CONTRATS DE LONG TERME**

	Quantités				Quantités d'énergie		Montants facturés			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	-	3 214,8	36 132	181 212	217 343		-
Janvier	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	409,2	3 069	25 227	28 295		
Février	350,0	28	672	94,0%	221,1	-	235,2	2 772	13 077	15 848		
Mars	350,0	31	743	94,0%	244,4	-	260,1	3 069	14 458	17 527		
Avril	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	2 970	14 011	16 980		
Mai	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 069	14 478	17 546		
Juin	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	2 970	14 011	16 980		
Juillet	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 069	14 478	17 546		
Août	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 069	14 478	17 546		
Septembre	350,0	30	720	94,0%	236,9	-	252,0	2 970	14 011	16 980		
Octobre	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 069	14 478	17 546		
Novembre	350,0	30	721	94,0%	237,2	-	252,4	2 970	14 030	17 000		
Décembre	350,0	31	744	94,0%	244,8	-	260,4	3 069	14 478	17 546		
Hydro-Québec Production (250MW)					2 058,6	-	48,7	35 487	2 738	38 225		-
Janvier	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	21,3	3 014	1 189	4 213		
Février	250,0	28	672	94,0%	157,9	-	27,1	2 722	1 525	4 248		
Mars	250,0	31	743	94,0%	174,6	-	0,0	3 014	0	3 014		
Avril	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	2 917	0	2 917		
Mai	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 014	0	3 014		
Juin	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	2 917	0	2 917		
Juillet	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 014	0	3 014		
Août	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 014	0	3 014		
Septembre	250,0	30	720	94,0%	169,2	-	0,0	2 917	0	2 917		
Octobre	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,0	3 014	0	3 014		
Novembre	250,0	30	721	94,0%	169,4	-	0,0	2 917	0	2 917		
Décembre	250,0	31	744	94,0%	174,8	-	0,3	3 014	14	3 028		
Achat de puissance garantie (A/O 2015-01)												
Hydro-Québec Production :					35,1	-	10,7	6 994	685	7 679		
Système de puissance HQP-1												
Janvier	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	1,9	593	122	715		
Février	100,0	28	672	12,1%	8,1	-	8,8	536	563	1 099		
Mars	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	0,0	593	0	593		
Avril	100,0	30	720	12,1%	8,1	-	0,0	574	0	574		
Mai	100,0	31				-	0,0	593	0	593		
Juin	100,0	30				-	0,0	574	0	574		
Juillet	100,0	31				-	0,0	593	0	593		
Août	100,0	31				-	0,0	593	0	593		
Septembre	100,0	30				-	0,0	574	0	574		
Octobre	100,0	31				-	0,0	593	0	593		
Novembre	100,0	30				-	0,0	574	0	574		
Décembre	100,0	31	744	12,1%	9,0	-	0,0	603	0	603		
Système de puissance HQP-2					70,2	-	21,0	24 479	1 344	25 823		
Janvier	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	3,6	2 076	230	2 306		
Février	200,0	28	672	12,1%	16,2	-	17,4	1 875	1 114	2 989		
Mars	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	0,0	2 076	0	2 076		
Avril	200,0	30				-	0,0	2 009	0	2 009		
Mai	200,0	31				-	0,0	2 076	0	2 076		
Juin	200,0	30				-	0,0	2 009	0	2 009		
Juillet	200,0	31				-	0,0	2 076	0	2 076		
Août	200,0	31				-	0,0	2 076	0	2 076		
Septembre	200,0	30				-	0,0	2 009	0	2 009		
Octobre	200,0	31				-	0,0	2 076	0	2 076		
Novembre	200,0	30				-	0,0	2 009	0	2 009		
Décembre	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	0,0	2 112	0	2 112		
Système de puissance HQP-3					70,2	-	21,2	29 514	1 357	30 871		
Janvier	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	3,8	2 503	243	2 746		
Février	200,0	28	672	12,1%	16,2	-	17,4	2 261	1 114	3 375		
Mars	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	0,0	2 503	0	2 503		
Avril	200,0	30				-	0,0	2 422	0	2 422		
Mai	200,0	31				-	0,0	2 503	0	2 503		
Juin	200,0	30				-	0,0	2 422	0	2 422		
Juillet	200,0	31				-	0,0	2 503	0	2 503		
Août	200,0	31				-	0,0	2 503	0	2 503		
Septembre	200,0	30				-	0,0	2 422	0	2 422		
Octobre	200,0	31				-	0,0	2 503	0	2 503		
Novembre	200,0	30				-	0,0	2 422	0	2 422		
Décembre	200,0	31	744	12,1%	18,0	-	0,0	2 546	0	2 546		

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 2022-2023, 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 Les approvisionnements du Distributeur pour l'année 2023 s'élèvent à 189,81 TWh. Le
 6 tableau 2 présente la répartition des approvisionnements selon qu'ils proviennent du
 7 Producteur ou des autres fournisseurs et selon qu'il s'agit d'énergie patrimoniale ou d'énergie
 8 postpatrimoniale.

**TABLEAU 2 :
 SOURCES D'APPROVISIONNEMENT (TWh)¹**

HQP	Patrimonial	171,61
	Postpatrimonial ²	5,59
Autres fournisseurs	Postpatrimonial ³	12,61
Total		189,81

¹ 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

9 Le bilan réel offre-demande en puissance lors de la pointe hivernale 2022-2023, survenue le
 10 3 février 2023, 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	42 371
Approvisionnements (Offre)	42 371
Approvisionnements patrimoniaux	34 129
Approvisionnements postpatrimoniaux	8 242

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

- 1 Le tableau 4 présente la conciliation des besoins réguliers du Distributeur en réseau intégré
2 avec les besoins québécois en puissance lors de la pointe hivernale 2022-2023 survenue le
3 3 février 2023.

TABLEAU 4 :
CONCILIATION DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR
AVEC LES BESOINS QUÉBÉCOIS LORS DE LA POINTE (MW)

Besoins québécois	42 601 MW ¹
- Besoins des réseaux voisins québécois	158 MW
- Réseaux autonomes	72 MW
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	42 371 MW

¹ La pointe de l'hiver 2022-2023 (42 601 MW) est survenue le 3 février 2023 à 18 h (Rapport annuel 2023 d'Hydro-Québec, page 65).

- 4 L'écart entre les besoins québécois et les besoins réguliers du Distributeur provient des
5 livraisons du Producteur pour des engagements d'échange envers des tiers ainsi que des
6 besoins des réseaux autonomes.

2.4. Taux de pertes de distribution

- 7 Le taux de pertes de distribution est de 2,4 % pour l'année 2023.

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

1 La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de court
 2 terme constitue un outil important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour
 3 faire face aux déséquilibres ponctuels, en raison d'aléas climatiques ou de pannes
 4 d'équipement de transport. Elle permet des ajustements fins à l'équilibre entre l'offre et la
 5 demande, minimisant ainsi les dépassements à couvrir par l'entente globale cadre¹.

6 Le Distributeur présente, dans cette section, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2023.

7 En 2023, le Distributeur a réalisé des achats de court terme de 1 041 GWh. Il s'agit d'une
 8 baisse de 3 406 GWh par rapport aux achats réalisés en 2022. Cette baisse s'explique par la
 9 baisse observée des besoins réguliers du Distributeur pour les mois d'hiver de 2023
 10 (particulièrement pour janvier avec une baisse d'environ 14 % sur une base mensuelle),
 11 découlant des températures chaudes que le Québec a connues au début de 2023.

12 Le tableau 5 présente la répartition des achats de court terme par catégories de transaction et
 13 les sous-sections en donnant la description.

**TABLEAU 5 :
 ACHATS DE COURT TERME EN 2023**

	GWh	%
Transactions bilatérales	719	69%
Day Ahead Market (DAM)	167	16%
Temps réel (RT)	156	15%
Total	1 041	100%

3.1. Description des achats d'électricité effectués par transactions bilatérales : produits, quantités et prix

14 Toutes les transactions effectuées sous dispense visaient l'acquisition de produits comportant
 15 des livraisons physiques dont les durées ne dépassaient pas trois mois, ce qui respecte la
 16 durée autorisée par la dispense.

17 Le tableau 6 présente la répartition des transactions bilatérales par types de produit. En 2023,
 18 toutes les transactions ont été effectuées pour des approvisionnements de sept jours ou
 19 moins. La décroissance des besoins réguliers du Distributeur durant le premier trimestre de
 20 2023 comparativement au même trimestre de 2022 a mené à une diminution du nombre de
 21 transactions. La totalité des transactions de 2023 a été effectuée au premier trimestre. L'année
 22 2023 a été marquée par un total de 65 transactions bilatérales comparativement à l'année
 23 2022 où il y en a eu 157.

¹ En 2023, le coût de l'utilisation de l'entente globale cadre est de 0,8 M\$, ce qui ne dépasse pas le montant de 1,2 M\$ fixé par la Régie dans sa décision [D-2016-143](#), paragraphe 27.

**TABLEAU 6 :
NOMBRE DE TRANSACTIONS BILATÉRALES PAR PRODUITS ACQUIS
EN VERTU DE LA DISPENSE EN 2023**

Approvisionnement	Produit	Durée livraisons	T1	T2	T3	T4	Total
Journalier	Daily	3 jours et moins	65	0	0	0	65
Hebdomadaire	Weekly	4 à 7 jours	0	0	0	0	0
Mensuel	Monthly	8 à 30 jours	0	0	0	0	0
Total			65	0	0	0	65

1 Le tableau 7 présente de façon plus détaillée les transactions par fournisseur. Les prix moyens
 2 des transactions bilatérales ont été plus faibles en 2023 qu'en 2022 (51,07 \$CAN/MWh
 3 comparativement à 75,82 \$CAN/MWh). Le prix moyen a diminué pour chacun des
 4 fournisseurs, sauf pour TransAlta. Cent pour cent (100 %) des quantités (MWh) ont été
 5 acquises durant le premier trimestre et ces quantités représentent trente pour cent (30 %) des
 6 quantités achetées durant le premier trimestre de l'année 2022.

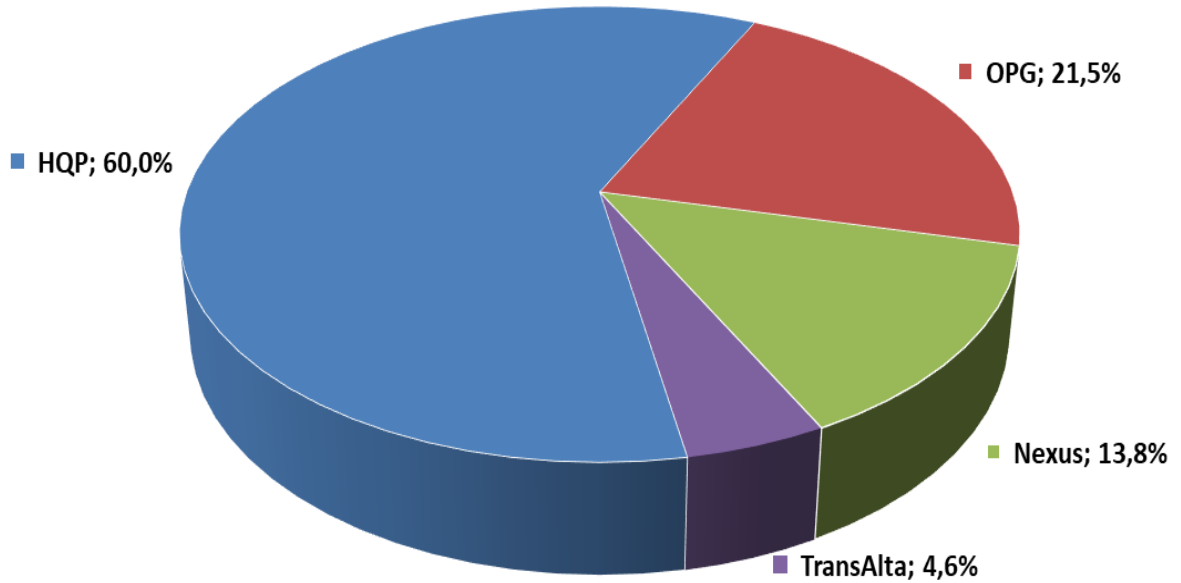
**TABLEAU 7 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
RÉALISÉES EN 2023, PAR FOURNISSEUR¹**

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	24 heures	39	624 541	51,15 \$	31 946 019
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	3	6 500	62,05 \$	403 300
Ontario Power Generation	24 heures	14	68 017	48,50 \$	3 298 715
Nexus Energy Inc.	24 heures	9	19 575	53,67 \$	1 050 669
Total		65	718 633	51,07 \$	36 698 703 \$

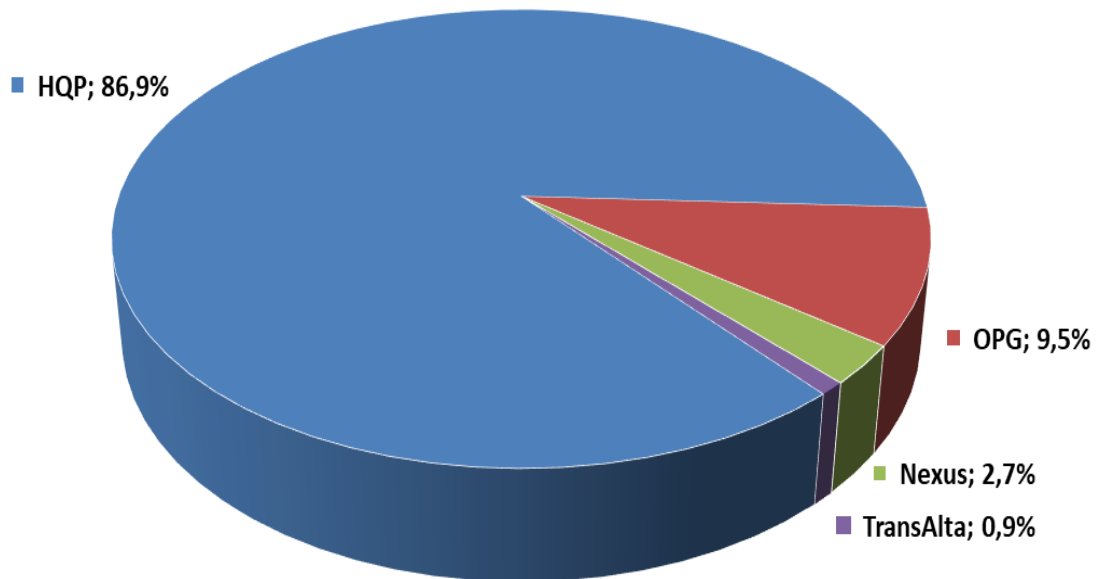
¹ Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

7 La figure 1 présente la répartition par fournisseur du nombre de transactions bilatérales d'achat
 8 en 2023. La figure 2 montre la répartition par fournisseur des quantités d'énergie achetées au
 9 moyen de transactions bilatérales en 2023.

**FIGURE 1 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEUR DU NOMBRE DE
TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT EN 2023**



**FIGURE 2 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEUR DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2023**



1 Compte tenu de sa capacité et de sa flexibilité de production, le Producteur est plus enclin que
 2 les autres fournisseurs à offrir des quantités importantes et à moduler son offre à des prix
 3 concurrentiels. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès du Producteur affichait un prix
 4 inférieur tant à ceux des offres des autres contreparties qu'aux prix anticipés sur les bourses
 5 énergétiques accessibles.

6 En 2023, 60 % des transactions bilatérales ont été effectuées auprès du Producteur
 7 (comparativement à 70,7 % en 2022). En volume d'énergie, ces transactions ont représenté
 8 86,9 % des achats bilatéraux totaux en 2023 (comparativement à 92,2 % en 2022). Cette
 9 diminution des achats effectués auprès du Producteur s'explique en grande partie par une
 10 baisse des besoins, principalement en janvier 2023.

3.2. Description des achats d'électricité effectués sur les bourses énergétiques

11 Le tableau 8 présente le sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques. Il
 12 est à noter que 94 % des quantités ont été achetées durant le premier trimestre de 2023, ce
 13 qui représente 23 % des quantités achetées pour le premier trimestre 2022.

14 Les achats effectués sur les marchés en temps réel (RT) ont été requis pour alimenter la
 15 charge locale lors de travaux d'entretien demandés par le Transporteur, pour répondre à des
 16 événements affectant le réseau de transport et pour combler des déficits énergétiques non
 17 planifiés survenus à un horizon où le marché DAM et les transactions avec les contreparties
 18 n'étaient plus disponibles.

**TABLEAU 8 :
 SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D'ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2023**

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	22	114 646	140,57 \$
NY ISO	RT	6	21 235	140,87 \$
NY ISO	DAM	19	163 179	136,82 \$
NE ISO	RT	3	18 937	430,87 \$
NE ISO	DAM	2	3 594	382,72 \$
NB ISO	RT	2	1 000	338,36 \$
Total		54	322 591	159,04 \$

19 Les prix sur les marchés pour l'hiver 2023 ont été plus élevés que ceux de 2022. Les prix sur
 20 les bourses énergétiques ont été influencés par les conditions climatiques, par les profils
 21 horaires des transactions requises pour répondre aux besoins ponctuels d'énergie, par les
 22 activités et les événements sur les réseaux voisins pour les produits en temps réel et par les
 23 prix du gaz et du pétrole.

4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE²

1 En 2023, seule la clientèle de grande puissance a eu recours aux options d'électricité
2 interruptible.

3 Puisque ces options sont utilisées par le Distributeur pendant l'hiver, les résultats sont
4 présentés tant pour l'année financière 2023 à la section 4.1 que pour les hivers 2022-2023 et
5 2023-2024 (périodes du 1^{er} décembre au 31 mars) à la section 4.2.

4.1. Bilan pour l'année financière 2023

6 Le tableau 9 présente le sommaire de l'utilisation des options d'électricité interruptible pour la
7 clientèle de grande puissance.

TABLEAU 9 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE EN 2023

Mois	Option 1			Option 2			Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs ¹			Crédits versés (k\$)
	Nombre de client	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption /client	Nombre de client	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption/client	Nombre de client	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption/client	
Janvier 2023	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 462,2
Février 2023	15	4	18	0	0	0	0	0	0	4 476,7
Mars 2023	15	0	0	0	0	0	0	0	0	3 234,9
Décembre 2023	15	0	0	0	0	0	0	0	0	2 258,9
Total		4	18		0	0	0	0	0	12 432,7

¹ En vertu des articles 6.38 et 6.39 des Tarif d'électricité d'Hydro-Québec, l'option II pour la clientèle de moyenne puissance est également offerte à la clientèle de grande puissance

8 Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023, des crédits de 12,4 M\$ ont été versés aux
9 clients participants.

4.2. Sommaire des hivers 2022-2023 et 2023-2024

10 Le tableau 10 présente le sommaire des adhésions et de l'utilisation de l'ensemble des options
11 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance au cours des deux périodes
12 d'hiver chevauchant l'année 2023.

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. Ces projets pilotes pourraient conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires lors du recalibrage des tarifs au 1^{er} avril 2025 (voir le dossier R-4210-2022, pièce HQD-2, document 3 révisé ([B-0020](#)), page 70).

TABLEAU 10 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE (HIVERS 2022-2023 ET 2023-2024)

	Hiver 2022-2023			Hiver 2023-2024		
	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs
Nombre de clients	15	0	0	15	0	0
MW effectifs (moyenne mensuelle)	713	0	0	712	0	0
Nombre d'appels	4	0	0	0	0	0
Nombre d'heures d'interruptions/clients	18	0	0	0	0	0
Crédits versés (k\$)	12 431			10 063		

5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE

1 L'option d'électricité additionnelle, introduite en 2006³, permet aux clients de grande puissance
 2 de consommer une quantité d'électricité au-delà de leur consommation normale afin de
 3 répondre à une demande exceptionnelle, et ce, en dehors des heures de pointe du
 4 Distributeur.

5 En 2023, 36 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total
 6 de 715,2 GWh, ce qui représente une diminution de consommation de 156 GWh, ou environ
 7 dix-huit pour cent (18 %), comparativement à l'année 2022.

8 Cette option a permis de dégager, pour l'année 2023, un écart de revenus favorable de 135 k\$
 9 comme le présente le tableau 11.

**TABLEAU 11 :
 BILAN DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ANNÉE 2023**

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	86 567	5,910	4,505	31,18%	1 216
Février	69 573	5,910	4,007	47,48%	1 324
Mars	76 503	5,909	3,086	91,47%	2 160
Avril	69 124	5,028	3,241	55,16%	1 236
Mai	61 621	4,988	3,237	54,08%	1 079
Juin	28 582	4,988	3,248	53,56%	497
Juillet	79 441	4,988	3,241	53,91%	1 388
Août	28 950	4,988	3,241	53,91%	506
Septembre	35 841	4,988	3,241	53,91%	626
Octobre	44 486	4,988	3,241	53,91%	777
Novembre	59 959	4,988	3,241	53,91%	1 048
Décembre	74 366	5,385	3,241	66,17%	1 595
Total	715 015	5,255	3,398	0,557	13 451

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.

³ Décision [D-2006-34](#), pages 78 et 79.