

**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.....	9
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. Achats d'électricité en vertu de la dispense.....	11
3.2. Description des achats d'électricité effectués : produits, quantités et prix.....	12
4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE	15
4.1. Bilan pour l'année financière 2021.....	15
4.2. Sommaire des hivers 2020-2021 et 2021-2022.....	15
5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE	17

1. SUIVI DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT

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

3 Hydroélectrique

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

18 Gaz

- 19 • TransCanada Energy ;

20 Cogénération

- 21 • Kruger #1 ;
- 22 • Rayonier #1 ;
- 23 • Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2009-01
 - 24 ○ Saint-Nicéphore,
 - 25 ○ Haute Yamaska - Rolland Thibault,
 - 26 ○ Saint-Thomas,
 - 27 ○ Québec-Énergie 2012 (St-Félicien),
 - 28 ○ Thurso ;
- 29 • Contrats découlant du programme d'achats PAE 2011-01 (à base de biomasse)
 - 30 ○ Renouvellement SF 2012 (FibreK),
 - 31 ○ 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 Ugju's'n ;
- 23 • A/P 2015-01
- 24 ○ Dune-du-Nord.

25 Les informations relatives aux contrats signés avec Hydro-Québec Production sont présentées
26 au tableau 1. Celles relatives aux autres contrats sont déposées sous pli confidentiel.

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

	Quantités		Quantités d'énergie		Montants facturés			Dommages, pénalités et autres	
	Puissance (en MW)	Énergie (en GWh)	Rendue disponible	Livrée	Puissance	Énergie	Total	en k\$	Commentaires
Hydroélectrique									
Hydro-Québec Production (350MW)	2 882,0		-	3 066,0	34 729	163 844	198 572		-
Janvier	350,0	244,8	-	260,4	2 950	13 915	16 865		
Février	350,0	221,1	-	235,2	2 664	12 569	15 233		
Mars	350,0	244,4	-	260,1	2 950	13 897	16 846		
Avril	350,0	236,9	-	252,0	2 854	13 467	16 321		
Mai	350,0	244,8	-	260,4	2 950	13 915	16 865		
Juin	350,0	236,9	-	252,0	2 854	13 467	16 321		
Juillet	350,0	244,8	-	260,4	2 950	13 915	16 865		
Août	350,0	244,8	-	260,4	2 950	13 915	16 865		
Septembre	350,0	236,9	-	252,0	2 854	13 467	16 321		
Octobre	350,0	244,8	-	260,4	2 950	13 915	16 865		
Novembre	350,0	237,2	-	252,4	2 854	13 485	16 340		
Décembre	350,0	244,8	-	260,4	2 950	13 915	16 865		
Hydro-Québec Production (250MW)	2 058,6		-	43,2	34 109	2 334	36 443		-
Janvier	250,0	174,8	-	0,0	2 897	0	2 897		
Février	250,0	157,9	-	19,8	2 617	1 068	3 685		
Mars	250,0	174,6	-	16,0	2 897	866	3 762		
Avril	250,0	169,2	-	0,0	2 803	0	2 803		
Mai	250,0	174,8	-	0,0	2 897	0	2 897		
Juin	250,0	169,2	-	0,0	2 803	0	2 803		
Juillet	250,0	174,8	-	0,0	2 897	0	2 897		
Août	250,0	174,8	-	0,0	2 897	0	2 897		
Septembre	250,0	169,2	-	0,0	2 803	0	2 803		
Octobre	250,0	174,8	-	0,0	2 897	0	2 897		
Novembre	250,0	169,4	-	0,0	2 803	0	2 803		
Décembre	250,0	174,8	-	7,4	2 897	400	3 297		
Achat de puissance garantie (A/O 2015-01)									
Hydro-Québec Production :									
Système de puissance HQP-1	35,1		-	12,7	6 724	782	7 506		
Janvier	100,0	9,0	-	0,0	570	0	570		
Février	100,0	8,1	-	5,8	515	357	872		
Mars	100,0	9,0	-	6,2	570	381	952		
Avril	100,0		-	0,0	552	0	552		
Mai	100,0		-	0,0	570	0	570		
Juin	100,0		-	0,0	552	0	552		
Juillet	100,0		-	0,0	570	0	570		
Août	100,0		-	0,0	570	0	570		
Septembre	100,0		-	0,0	552	0	552		
Octobre	100,0		-	0,0	570	0	570		
Novembre	100,0		-	0,0	552	0	552		
Décembre	100,0	9,0	-	0,7	582	44	625		
Système de puissance HQP-2	70,2		-	25,8	23 534	1 589	25 123		
Janvier	200,0	18,0	-	0,0	1 995	0	1 995		
Février	200,0	16,2	-	12,4	1 802	763	2 565		
Mars	200,0	18,0	-	12,0	1 995	738	2 734		
Avril	200,0		-	0,0	1 931	0	1 931		
Mai	200,0		-	0,0	1 995	0	1 995		
Juin	200,0		-	0,0	1 931	0	1 931		
Juillet	200,0		-	0,0	1 995	0	1 995		
Août	200,0		-	0,0	1 995	0	1 995		
Septembre	200,0		-	0,0	1 931	0	1 931		
Octobre	200,0		-	0,0	1 995	0	1 995		
Novembre	200,0		-	0,0	1 931	0	1 931		
Décembre	200,0	18,0	-	1,4	2 035	88	2 123		
Système de puissance HQP-3	70,2		-	24,0	28 375	1 478	29 853		
Janvier	200,0	18,0	-	0,0	2 406	0	2 406		
Février	200,0	16,2	-	11,2	2 173	689	2 862		
Mars	200,0	18,0	-	11,6	2 406	714	3 120		
Avril	200,0		-	0,0	2 328	0	2 328		
Mai	200,0		-	0,0	2 406	0	2 406		
Juin	200,0		-	0,0	2 328	0	2 328		
Juillet	200,0		-	0,0	2 406	0	2 406		
Août	200,0		-	0,0	2 406	0	2 406		
Septembre	200,0		-	0,0	2 328	0	2 328		
Octobre	200,0		-	0,0	2 406	0	2 406		
Novembre	200,0		-	0,0	2 328	0	2 328		
Décembre	200,0	18,0	-	1,2	2 454	75	2 529		

**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 2020-
3 2021, 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 2021 s'élèvent à 188,20 TWh. Le
6 tableau 2 présente la répartition des approvisionnements selon qu'ils proviennent
7 d'Hydro-Québec Production ou des autres fournisseurs et selon qu'il s'agit d'énergie
8 patrimoniale ou d'énergie postpatrimoniale.

**TABLEAU 2 :
SOURCES D'APPROVISIONNEMENT (TWH)**

Hydro-Québec Production	Patrimonial	170,97
	Postpatrimonial ¹	4,06
Autres fournisseurs	Postpatrimonial ²	13,18
Total		188,20

¹ Incluant l'entente-cadre, la dispense et le service d'intégration éolienne.

² 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 2020-2021, survenue le
10 1^{er} février 2021 figure au tableau 3.

**TABLEAU 3 :
BILAN RÉEL OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR LORS DE LA POINTE (MW)**

Besoins réguliers du Distributeur – réseau intégré	36 254
Approvisionnements (Offre)	36 254
Approvisionnements patrimoniaux	33 523
Approvisionnements postpatrimoniaux	2 731

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

11 Le tableau 4 présente la conciliation des besoins réguliers du Distributeur en réseau intégré
12 avec les besoins québécois en puissance lors de la pointe hivernale 2020-2021 survenue le
13 1^{er} février 2021.

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

Besoins québécois	36 450 MW ¹
- Besoins des réseaux voisins québécois	136 MW
- Réseaux autonomes	60 MW
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	36 254 MW

- 1 L'écart entre les besoins québécois et les besoins réguliers du Distributeur provient des
- 2 livraisons d'Hydro-Québec Production à Alcan et à La Compagnie Hydroélectrique
- 3 Manicouagan ainsi que des besoins des réseaux autonomes.

2.4. Taux de pertes de distribution

- 4 Le taux de pertes de distribution est de 3,1 % pour l'année 2021.

¹ La pointe de l'hiver 2020-2021 (36 450 MW) est survenue le 1^{er} février 2021 à 8 h (donnée révisée depuis la publication du [Rapport annuel 2020 d'Hydro-Québec](#) qui indiquait plutôt 36 576 MW, page 100).

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 l'utilisation de l'entente globale cadre.
 6 Le Distributeur présente, dans cette pièce, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2021².

3.1. Achats d'électricité en vertu de la dispense

7 En 2021, le Distributeur a réalisé des achats de court terme de 366 GWh. Il s'agit d'une
 8 augmentation de 142 GWh par rapport aux achats réalisés en 2020. Cette hausse d'une année
 9 à l'autre s'explique principalement par des températures relativement plus froides durant le
 10 mois de décembre 2021 par rapport à celles observées lors du même mois l'année
 11 précédente.
 12 Le tableau 5 présente la répartition des achats de court terme par catégories de transaction.

**TABLEAU 5 :
 ACHATS DE COURT TERME EN 2021**

	GWh	%
Transactions bilatérales	260	71%
Day Ahead Market (DAM)	0	0%
Temps réel (RT)	106	29%
Total	366	100%

13 Les achats effectués sur les marchés en temps réel ont été requis pour alimenter la charge
 14 locale lors de travaux d'entretien demandés par le Transporteur, pour répondre à des
 15 événements affectant le réseau de transport et pour combler des déficits énergétiques non
 16 planifiés survenus à un horizon où le marché DAM et les transactions avec les contreparties
 17 n'étaient plus disponibles. De plus, des contraintes en sous-réseau durant les mois de l'été
 18 2021, ont conduit le Distributeur à effectuer des achats afin d'assurer la fiabilité des
 19 approvisionnements, et ce, dans un contexte où l'électricité patrimoniale ne pouvait être
 20 acheminée à la suite d'une faiblesse de l'hydraulicité des centrales au fil de l'eau

² Puisque le coût de l'utilisation de l'entente globale cadre ne dépasse pas en 2021 le montant de 1,2 M\$ fixé par la Régie, le Distributeur ne présente pas de suivi à cet égard. Voir à cet effet la décision [D-2016-143](#), paragraphe 27.

3.2. Description des achats d'électricité effectués : produits, quantités et prix

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

4 Le tableau 6 présente la répartition des transactions bilatérales par types de produit. En 2021,
 5 toutes les transactions ont été effectuées pour des approvisionnements de sept jours ou
 6 moins.

**TABLEAU 6 :
 NOMBRE DE TRANSACTIONS BILATÉRALES PAR PRODUITS ACQUIS
 EN VERTU DE LA DISPENSE EN 2021**

Approvisionnement	Produit	Durée livraisons	T1	T2	T3	T4	Total
Journalier	Daily	3 jours et moins	4	1	1	26	32
Hebdomadaire	Weekly	4 à 7 jours	1	0	0	0	1
Mensuel	Monthly	8 à 30 jours	0	0	0	0	0
Total			5	1	1	26	33

7 Le tableau 7 présente, de façon plus détaillée, les transactions par fournisseurs. Les prix
 8 moyens des transactions bilatérales ont été plus élevés en 2021 qu'en 2020
 9 (42,89 \$CAN/MWh vs 35,53 \$CAN/MWh).

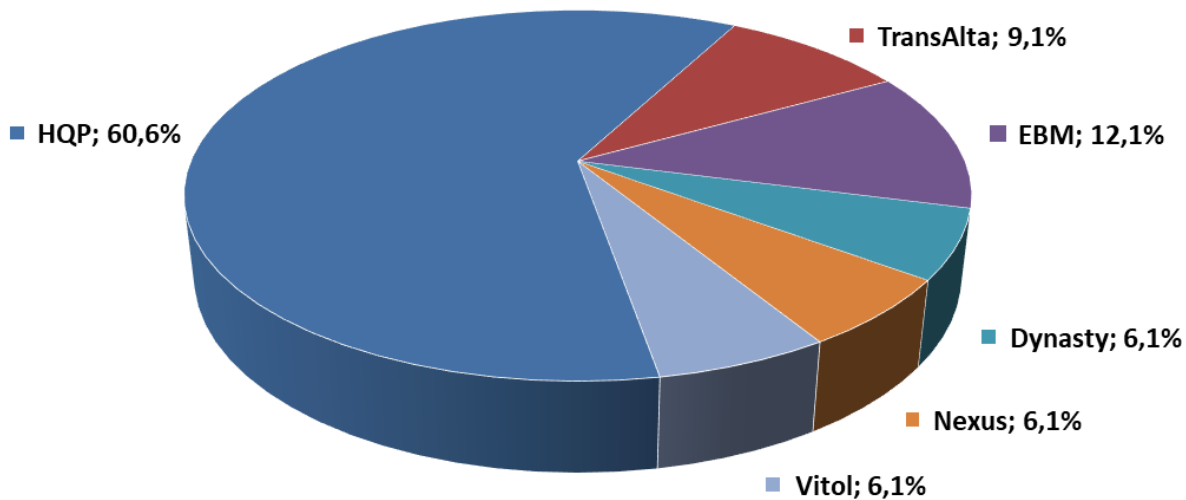
**TABLEAU 7 :
 SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
 RÉALISÉES EN 2021 PAR FOURNISSEURS¹**

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	24 heures	20	214 600	44,11 \$	9 466 890 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	3	7 800	44,77 \$	349 200 \$
Énergie Brookfield Marketing SEC	24 heures	4	27 348	31,87 \$	871 549 \$
Dynasty Power Inc.	24 heures	2	5 500	46,49 \$	255 675 \$
Nexus Energy Inc.	24 heures	2	4 400	43,75 \$	192 500 \$
Vitol inc.	Hors pointe	2	20	17,54 \$	351 \$
Total		33	259 668	42,89 \$	11 136 164 \$

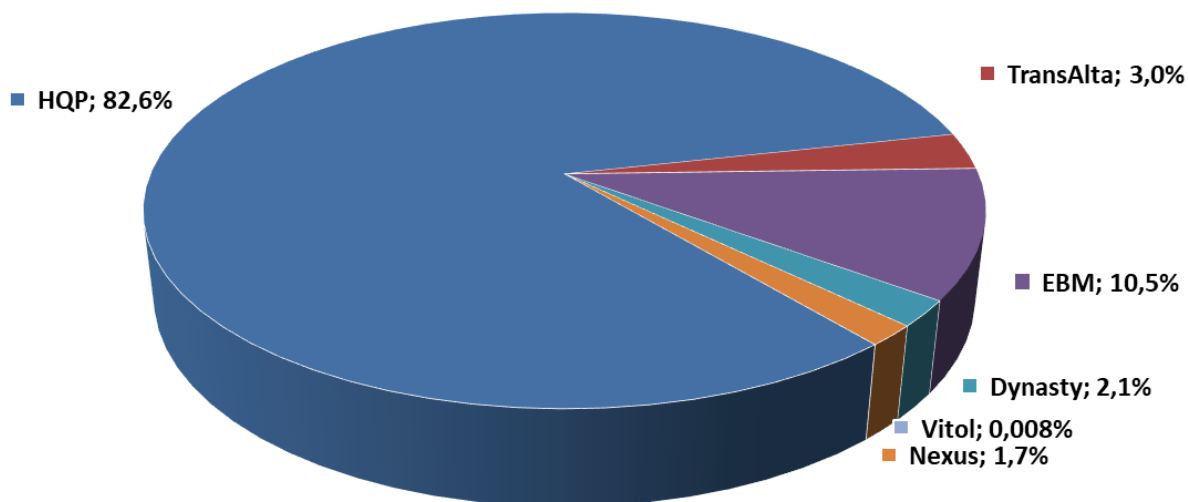
¹ Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

10 La figure 1 présente la répartition par fournisseurs du nombre de transactions bilatérales
 11 d'achat en 2021. La figure 2 montre la répartition par fournisseurs des achats d'électricité
 12 effectués au moyen de transactions bilatérales en 2021.

**FIGURE 1 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DU NOMBRE DE
TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT EN 2021**



**FIGURE 2 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2021**



1 Compte tenu de sa grande capacité de production et de sa facilité à moduler son offre,
2 Hydro-Québec Production est plus enclin que les autres fournisseurs à offrir des quantités
3 importantes, et ce, à un prix concurrentiel. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès
4 d'Hydro-Québec Production affichait un prix inférieur tant à celui des offres des autres
5 contreparties qu'aux prix anticipés sur les bourses énergétiques accessibles.

6 En 2021, 60,6 % des transactions bilatérales ont été effectuées auprès d'Hydro-Québec
7 Production (56,3 % en 2020). En volume d'énergie, ces transactions ont représenté 82,6 %
8 des achats bilatéraux totaux en 2021 (71,2 % en 2020). Cette augmentation des achats
9 effectués auprès d'Hydro-Québec Production s'explique en grande partie par une hausse des
10 besoins en décembre 2021 qui fût relativement plus froid que le mois de décembre de l'année
11 précédente.

12 Le tableau 8 présente le sommaire des transactions d'achat sur les bourses énergétiques.

TABLEAU 8 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D'ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2021

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	14	83 843	31,74 \$
NY ISO	RT	4	21 826	89,59 \$
NY ISO	RT	1	400	115,49 \$
Total		19	106 069	43,96 \$

13 Les conditions climatiques et de marché prévalant durant l'hiver 2021 expliquent les prix
14 observés dans le tableau 8. Les prix sur les bourses énergétiques sont plus particulièrement
15 influencés par le profil horaire des transactions nécessaires pour répondre aux besoins
16 ponctuels d'énergie et, dans le cas des produits en temps réel (RT), par les événements se
17 produisant sur les réseaux voisins. De plus, les prix de certaines transactions effectuées sur
18 les bourses énergétiques afin d'assurer la fiabilité lors d'événements affectant le réseau de
19 transport ont fait augmenter le prix moyen des transactions réalisées en provenance de
20 certains marchés.

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

1 En 2021, seule la clientèle de grande puissance a eu recours aux options d'électricité
2 interruptible³.

3 Puisque ces options sont utilisées par le Distributeur pendant l'hiver, les résultats sont
4 présentés tant pour l'année financière 2021 que pour les hivers 2020--2021 et 2021-2022
5 (périodes du 1^{er} décembre au 31 mars).

4.1. Bilan pour l'année financière 2021

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
CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE EN 2021

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 2021	21	0	0	0	0	0	0	0	0	2 530,2
Février 2021	21	0	0	0	0	0	0	0	0	2 305,4
Mars 2021	21	1	4	0	0	0	0	0	0	3 173,3
Décembre 2021	23	0	0	0	0	0	0	0	0	2 630,2
Total		1	4		0	0		0	0	10 639,1

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 2021, des crédits de 10,6 M\$ ont été versés
9 aux clients participants.

4.2. Sommaire des hivers 2020-2021 et 2021-2022

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 2021.

³ Options d'électricité interruptible autorisées par la Régie dans sa décision D-2014-156.

TABLEAU 10 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE
HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022

	Hiver 2020-2021			Hiver 2021-2022		
	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	21	0	0	23	0	
MW effectifs (moyenne mensuelle)	760,4	0	0	819,0	0	
Nombre d'appels	1	0	0	8	0	
Nombre d'heures d'interruptions/clients	4	0	0	38	0	
Crédits versés (k\$)	10 353,8 ¹			16 587,3		

¹ Données finales révisées depuis le dernier rapport déposé en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2020.

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

1 L'option d'électricité additionnelle, introduite en 2006⁴, 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 2021, 29 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total
 6 de 959,9 GWh, ce qui représente une augmentation de consommation de 408,5 GWh, ou
 7 environ 74 %, comparativement à l'année 2020. Cette augmentation s'explique par la reprise
 8 de l'économie après le ralentissement généralisé découlant de la pandémie de la Covid-19.

9 Cette option a permis de dégager, pour l'année 2021, un écart de revenus favorable de
 10 15,2 M\$ comme le montre le tableau 11.

**TABLEAU 11 :
 BILAN DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ANNÉE 2021**

Mois	Volume mensuel additionnel	Prix moyen de l'électricité additionnelle	Prix réel	Écart de prix	Écart de revenu total
	MWh	c/kWh	c/kWh	%	k\$
Janvier	93 150	4,670	3,01	55,15%	1 546
Février	82 364	4,670	3,22	45,03%	1 194
Mars	82 317	4,670	2,81	66,19%	1 531
Avril	74 864	4,707	3,08	52,82%	1 218
Mai	55 284	4,707	3,08	52,82%	899
Juin	46 505	4,707	3,08	52,82%	757
Juillet	39 136	4,707	3,08	52,82%	637
Août	37 090	4,707	3,08	52,82%	603
Septembre	115 603	4,707	3,08	52,82%	1 881
Octobre	131 592	4,707	3,08	52,82%	2 141
Novembre	111 614	4,707	3,08	52,82%	1 816
Décembre	90 409	4,707	3,64	29,31%	965
Total	959 928	4,698	3,11	51,05%	15 188

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'achat 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.

⁴ Décision [D-2006-34](#), pages 78 et 79.