

**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.....	11
4. SUIVI DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE	15
4.1. Bilan pour l'année financière 2019	15
4.2. Sommaire des hivers 2018-2019 et 2019-2020	15
5. SUIVI DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE	16

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),

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

12 Éolienne

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

- 1 ○ Témiscouata II ;
- 2 • Bloc 3 (A/O 2009-02)
- 3 ○ Viger-Denonville,
- 4 ○ Saint-Damase,
- 5 ○ Le Plateau 2,
- 6 ○ MRC de Témiscouata,
- 7 ○ Du Granit,
- 8 ○ La Mitis,
- 9 ○ Saint-Philémon,
- 10 ○ Frampton,
- 11 ○ Côte-de-Beaupré,
- 12 ○ Pierre-de-Saurel ;
- 13 • Bloc 4 (A/O 2013-01)
- 14 ○ Ronceveaux,
- 15 ○ Mont Sainte-Marguerite,
- 16 ○ Nicolas Riou ;
- 17 • Décret D-191-2014
- 18 ○ Mesgi'g Ugju's'n.

19 Les informations relatives aux contrats signés avec Hydro-Québec Production sont présentées
20 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 contractuelles		Quantités d'énergie (en GWh)		Montants facturés (en k\$)			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	33 380	157 481	190 862	-	
Janvier	350,0	244,8	-	260,4	2 835	13 375	16 210		
Février	350,0	221,1	-	235,2	2 561	12 081	14 641		
Mars	350,0	244,4	-	260,1	2 835	13 357	16 192		
Avril	350,0	236,9	-	252,0	2 744	12 944	15 687		
Mai	350,0	244,8	-	260,4	2 835	13 375	16 210		
Juin	350,0	236,9	-	252,0	2 744	12 944	15 687		
Juillet	350,0	244,8	-	260,4	2 835	13 375	16 210		
Août	350,0	244,8	-	260,4	2 835	13 375	16 210		
Septembre	350,0	236,9	-	252,0	2 744	12 944	15 687		
Octobre	350,0	244,8	-	260,4	2 835	13 375	16 210		
Novembre	350,0	237,2	-	252,4	2 744	12 962	15 705		
Décembre	350,0	244,8	-	260,4	2 835	13 375	16 210		
Hydro-Québec Production (250MW)		2 058,6	-	137,0	32 784	7 121	39 905	-	
Janvier	250,0	174,8	-	61,5	2 784	3 198	5 982		
Février	250,0	157,9	-	51,7	2 515	2 688	5 203		
Mars	250,0	174,6	-	23,0	2 784	1 196	3 980		
Avril	250,0	169,2	-	0,0	2 695	0	2 695		
Mai	250,0	174,8	-	0,0	2 784	0	2 784		
Juin	250,0	169,2	-	0,0	2 695	0	2 695		
Juillet	250,0	174,8	-	0,0	2 784	0	2 784		
Août	250,0	174,8	-	0,0	2 784	0	2 784		
Septembre	250,0	169,2	-	0,0	2 695	0	2 695		
Octobre	250,0	174,8	-	0,0	2 784	0	2 784		
Novembre	250,0	169,4	-	0,0	2 695	0	2 695		
Décembre	250,0	174,8	-	0,8	2 784	39	2 823		
Achat de puissance garantie (A/O 2015-01)									
Hydro-Québec Production :									
Système de puissance HQP-1		35,1		33,5	6 461	1 981	8 443		
Janvier	100,0	9,0		22,7	548	1 343	1 890		
Février	100,0	8,1		10,3	495	609	1 104		
Mars	100,0	9,0		0,5	548	30	578		
Avril	100,0			0,0	530	0	530		
Mai	100,0			0,0	548	0	548		
Juin	100,0			0,0	530	0	530		
Juillet	100,0			0,0	548	0	548		
Août	100,0			0,0	548	0	548		
Septembre	100,0			0,0	530	0	530		
Octobre	100,0			0,0	548	0	548		
Novembre	100,0			0,0	530	0	530		
Décembre	100,0	9,0		0,0	557	0	557		
Système de puissance HQP-2		70,2		67,0	22 615	3 963	26 577		
Janvier	200,0	18,0		45,0	1 918	2 661	4 579		
Février	200,0	16,2		20,8	1 732	1 230	2 962		
Mars	200,0	18,0		1,2	1 918	71	1 989		
Avril	200,0			0,0	1 856	0	1 856		
Mai	200,0			0,0	1 918	0	1 918		
Juin	200,0			0,0	1 856	0	1 856		
Juillet	200,0			0,0	1 918	0	1 918		
Août	200,0			0,0	1 918	0	1 918		
Septembre	200,0			0,0	1 856	0	1 856		
Octobre	200,0			0,0	1 918	0	1 918		
Novembre	200,0			0,0	1 856	0	1 856		
Décembre	200,0	18,0		0,0	1 951	0	1 951		
Système de puissance HQP-3		70,2		67,0	27 267	3 963	31 229		
Janvier	200,0	18,0		44,2	2 312	2 614	4 926		
Février	200,0	16,2		21,6	2 089	1 277	3 366		
Mars	200,0	18,0		1,2	2 312	71	2 383		
Avril	200,0			0,0	2 238	0	2 238		
Mai	200,0			0,0	2 312	0	2 312		
Juin	200,0			0,0	2 238	0	2 238		
Juillet	200,0			0,0	2 312	0	2 312		
Août	200,0			0,0	2 312	0	2 312		
Septembre	200,0			0,0	2 238	0	2 238		
Octobre	200,0			0,0	2 312	0	2 312		
Novembre	200,0			0,0	2 238	0	2 238		
Décembre	200,0	18,0		0,0	2 352	0	2 352		

**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 2018-
3 2019, 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 2019 s'élèvent à 188,06 TWh. Le
6 tableau 2 présente la répartition des approvisionnements selon qu'ils proviennent d'Hydro-
7 Québec Production ou des autres fournisseurs et selon qu'il s'agit d'énergie patrimoniale ou
8 d'énergie postpatrimoniale.

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

Hydro-Québec Production	Patrimonial	169,09
	Postpatrimonial ¹	4,82
Autres fournisseurs	Postpatrimonial ²	14,15
Total		188,06

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 2018-2019, survenue le
10 22 janvier 2019, 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	38 160
Approvisionnements (Offre)	38 160
Approvisionnements patrimoniaux	33 883
Approvisionnements postpatrimoniaux	4 277

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 2018-2019 survenue le
13 22 janvier 2019.

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

Besoins québécois	38 364 ¹
- Besoins des réseaux voisins québécois	133
- Réseaux autonomes	71
= Besoins réguliers du Distributeur – Réseau intégré	38 160

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

2.4. Taux de pertes de distribution

- 4 Le taux de pertes de distribution est de 3,0 % pour l'année 2019.

¹ La pointe de l'hiver 2018-2019 (38 364 MW) est survenue le 22 janvier 2019 à 8 h (donnée révisée depuis la publication du Rapport annuel 2018 d'Hydro-Québec qui indiquait plutôt 38 319 MW, page 98).

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 2019².

3.1. Achats d'électricité en vertu de la dispense

- 7 En 2019, le Distributeur a réalisé des achats de court terme de 1 804 GWh. Il s'agit d'une
8 augmentation de 1 006 GWh par rapport aux achats réalisés en 2018. Cette augmentation
9 s'explique principalement par les températures froides des mois de janvier, février et
10 décembre.
- 11 Le tableau 5 présente la répartition des achats de court terme par catégories de transaction.

TABLEAU 5 :
ACHATS DE COURT TERME EN 2019

	GWh	%
Transactions bilatérales	1 674	93%
Day Ahead Market (DAM)	67	4%
Temps réel (RT)	64	4%
Total	1 804	100%

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

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

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

² Puisque le coût de l'utilisation de l'entente globale cadre ne dépasse pas en 2019 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.

- 1 Le tableau 6 présente la répartition des transactions bilatérales par types de produit. En 2019,
2 toutes les transactions ont été effectuées pour des approvisionnements de trois jours ou
3 moins.

TABLEAU 6 :
NOMBRE DE TRANSACTIONS BILATÉRALES PAR PRODUITS ACQUIS
EN VERTU DE LA DISPENSE EN 2019

Approvisionnement	Produit	Durée livraisons	T1	T2	T3	T4	Total
Journalier	Daily	3 jours et moins	144	0	0	60	204
Hebdomadaire	Weekly	4 à 7 jours	0	0	0	0	0
Mensuel	Monthly	8 à 30 jours	0	0	0	0	0
Total			144	0	0	60	204

- 4 Le tableau 7 présente, de façon plus détaillée, les transactions par fournisseurs. Les prix
5 moyens des transactions bilatérales ont été nettement moins élevés en 2019 qu'en 2018
6 (48,08 \$CAN/MWh vs 88,91 \$CAN/MWh).

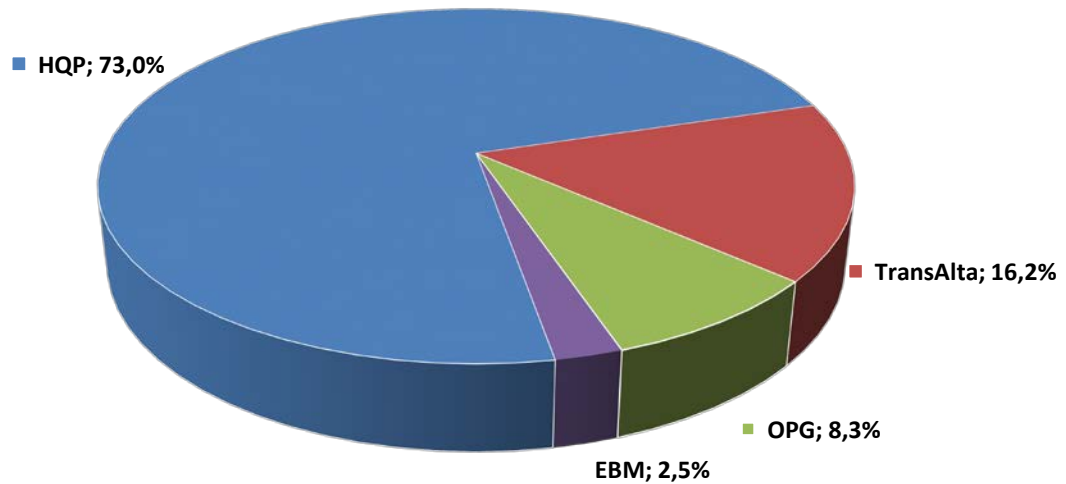
TABLEAU 7 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
RÉALISÉES EN 2019 PAR FOURNISSEURS¹

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactio	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	Pointe	10	53 000	47,14 \$	2 498 372 \$
Hydro-Québec Production	24 heures	139	1 372 550	45,64 \$	62 640 095 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	Pointe	1	1 600	42,00 \$	67 200 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	32	145 400	58,06 \$	8 442 500 \$
Ontario Power Generation	24 heures	17	71 745	52,77 \$	3 785 645 \$
Énergie Brookfield Marketing SEC	24 heures	5	29 250	103,78 \$	3 035 577 \$
Total		204	1 673 545	48,08 \$	80 469 388 \$

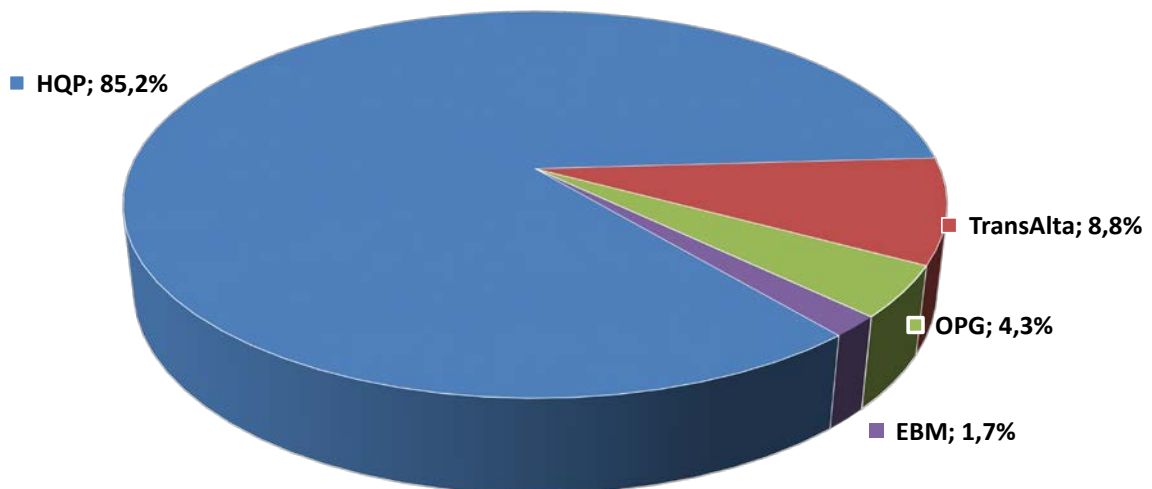
¹ Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

- 7 La figure 1 présente la répartition par fournisseurs du nombre de transactions bilatérales
8 d'achat en 2019. La figure 2 montre la répartition par fournisseurs des achats d'électricité
9 effectués au moyen de transactions bilatérales en 2019.

**FIGURE 1 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DU NOMBRE DE
TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT EN 2019**



**FIGURE 2 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2019**



1 En 2019, 73 % des transactions bilatérales ont été effectuées auprès d'Hydro-Québec
2 Production (74 % en 2018). En volume d'énergie, ces transactions ont représenté 85 % des
3 achats bilatéraux totaux en 2019 (82 % en 2018).

4 Les températures froides de janvier, février et décembre expliquent en grande partie cette
5 augmentation de la portion des achats effectués auprès d'Hydro-Québec Production. En effet,
6 compte tenu de sa grande capacité de production et de sa facilité à moduler son offre, Hydro-
7 Québec Production est plus enclin à offrir des quantités importantes, et ce, à un prix
8 concurrentiel. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès d'Hydro-Québec Production affichait
9 un prix inférieur tant à celui des offres des autres contreparties qu'aux prix anticipés sur les
10 bourses énergétiques accessibles.

11 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 2019

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	22	56 975	42,78 \$
NY ISO	DAM	18	67 280	102,54 \$
NY ISO	RT	1	6 685	91,10 \$
Total		41	130 940	75,95 \$

12 Les conditions climatiques et de marché prévalant durant l'hiver 2018-2019 expliquent les prix
13 observés dans le tableau 8. Les prix sur les bourses énergétiques sont plus particulièrement
14 influencés par le profil horaire des transactions nécessaires pour répondre aux besoins
15 ponctuels d'énergie et, dans le cas des produits en temps réel (RT), par les événements se
16 produisant sur les réseaux voisins. De plus, les prix de certaines transactions effectuées sur
17 les bourses énergétiques afin d'assurer la fiabilité lors d'événements affectant le réseau de
18 transport ont fait augmenter le prix moyen des transactions réalisées en provenance de
19 certains marchés.

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

- 1 En 2019, 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 2019 que pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020
 5 (périodes du 1^{er} décembre au 31 mars).

4.1. Bilan pour l'année financière 2019

- 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**

Mois	Option I			Option II			Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs ¹			Crédits versés (k\$)
	Nombre de clients	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption / client	Nombre de clients	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption / client	Nombre de clients	Nombre d'appels	Nombre d'heures d'interruption / client	
Janvier 2019	22	2	0 ou 10	1	-	-	1	2	10	4 184,4
Février 2019	22	-	-	1	-	-	1	-	-	2 717,3
Mars 2019	22	-	-	1	-	-	1	-	-	3 045,5
Décembre 2019	26	-	-	-	-	-	-	-	-	2 658,1
Total		2	0 ou 10					2	10	12 605,3

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 2019, des crédits de 12,6 M\$ ont été versés
 9 aux clients participants.

4.2. Sommaire des hivers 2018-2019 et 2019-2020

- 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 2019.

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 2018-2019 ET 2019-2020

	Hiver 2018-2019			Hiver 2019-2020		
	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	23	1	1	26	-	-
MW effectifs (moyenne mensuelle)	894,2	16,0	2,1	877,8	-	-
Nombre d'appels	2	-	2	-	-	-
Nombre d'heures d'interruption / client	0 ou 10	-	10	-	-	-
Crédits versés (k\$)	12 791,1			11 408,3		

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 2019, 31 clients de grande puissance se sont prévalus de cette option pour un volume total
 6 de 828,4 GWh, ce qui représente une diminution de consommation de 49,2 GWh, ou environ
 7 5,6 %, comparativement à l'année 2018. Cette diminution s'explique notamment par deux
 8 effets qui se compensent :

- 9 • Certains clients fonctionnant désormais à plein régime ne font plus usage de l'option.
- 10 • En revanche, d'autres clients se sont prévalus de l'option pour augmenter leur
 11 production afin de profiter d'occasions d'affaires, pour faire face à un changement de
 12 procédés industriels ou encore pour tirer profit de l'avantage de l'électricité dans le
 13 contexte du prix élevé du mazout lors de l'hiver 2019.

14 Cette option a permis de dégager, pour l'année 2019, un écart de revenus favorable de 13 M\$
 15 comme le montre le tableau 11.

⁴ Décision D-2006-34, pages 78 et 79.

TABLEAU 11 :
BILAN DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ANNÉE 2019

Mois	Volume mensuel additionnel (MWh)	Prix moyen de l'électricité additionnelle (¢/kWh)	Prix réel ¹ (¢/kWh)	Écart de prix (%)	Écart de revenu total (k\$)
Janvier	93 238	4,66	3,48	33,91%	1 102
Février	92 849	4,66	3,11	49,84%	1 437
Mars	112 215	4,66	3,05	52,79%	1 811
Avril	100 365	4,67	2,96	57,77%	1 716
Mai	81 707	4,67	2,96	57,77%	1 397
Juin	61 612	4,67	2,96	57,77%	1 054
Juillet	46 982	4,67	2,96	57,77%	803
Août	33 818	4,67	2,96	57,77%	578
Septembre	41 398	4,67	2,96	57,77%	708
Octobre	44 110	4,67	2,96	57,77%	754
Novembre	56 926	4,67	2,96	57,77%	976
Décembre	63 178	4,67	2,97	57,24%	1 073
Total	828 397	4,67	3,05	53,1%	13 409

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 le rapport annuel, 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.