

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET DES
REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2017**

TABLE DES MATIÈRES

1. ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR.....	5
2. EXPLICATION DES ÉCARTS.....	10
2.1. Ventes d'électricité.....	10
2.2. Achats d'électricité.....	12
2.3. Charges d'exploitation.....	12
2.3.1. Activités de base.....	13
2.3.2. Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques.....	16
2.4. Autres charges.....	17
2.5. Frais financiers / Coût des capitaux empruntés.....	17
2.6. Revenus autres que ventes d'électricité.....	18
2.7. Rabais sur ventes – clientèle MFR.....	18
3. COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS.....	19

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus (D-2017-022 ajustée) pour l'année 2017.....	6
Tableau 2 : Composantes détaillées des revenus requis 2017.....	7
Tableau 3 : Ventes d'électricité 2017.....	10
Tableau 4 : Revenus d'électricité 2017.....	11
Tableau 5 : Achats d'électricité 2017 - Composition des principaux écarts.....	12
Tableau 6 : Approche globale relative aux charges d'exploitation 2017.....	13
Tableau 7 : Composantes des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers 2017.....	13
Tableau 8 : Composantes des éléments spécifiques 2017.....	13
Tableau 9 : Récupération de coûts.....	15
Tableau 10 : Charges relatives aux réclamations aux tiers et autres.....	16
Tableau 11 : Composition de l'écart Frais financiers / Coût des capitaux empruntés.....	18
Tableau 12 : Coûts capitalisés par types d'activités.....	19

1. ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR

1 Les tableaux 1 et 2 comparent l'état des résultats des activités réglementées de l'exercice
2 financier 2017, présenté à la pièce HQD-2, document 2.1, aux revenus requis reconnus
3 en vertu de la décision D-2017-022.

4 Le tableau 1 présente la comparaison des résultats réglementaires aux revenus requis
5 reconnus tenant compte de l'impact de l'ensemble des ajustements organisationnels
6 survenus au cours de l'année 2017.

7 Le tableau 2 intègre, d'une part, le détail des revenus requis déposé à la suite de la mise
8 à jour découlant de la décision D-2017-022 et, d'autre part, les impacts des ajustements
9 organisationnels non reflétés dans le dossier R-4011-2017, car survenus après le dépôt
10 de ce même dossier. La comparaison des différentes rubriques est donc établie entre les
11 données réelles et les données de la décision D-2017-022 intégrant tous les ajustements
12 organisationnels relatifs à 2017.

**TABLEAU 1 :
COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS (D-2017-022 AJUSTÉE) POUR L'ANNÉE 2017 (M\$)**

	Résultats réglementaires	Revenus requis D-2017-022 ¹	Revenus requis D-2017-022 ajustée ²	Écart (résultats réglementaires vs revenus requis D-2017-022 ajustée)
REVENUS	11 959,9	11 691,7	11 691,7	268,2
Ventes d'électricité	11 808,5	11 527,1	11 527,1	281,4
Ventes d'électricité	11 820,9	11 541,1	11 541,1	279,8
Rabais sur ventes - clientèle MFR	-12,4	-14,0	-14,0	1,6
Revenus autres que ventes d'électricité	151,4	164,6	164,6	-13,2
Facturation externe émise	70,9	81,4	81,4	-10,5
Facturation interne émise	80,2	83,0	83,0	-2,8
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,3	0,2	0,2	0,1
REVENUS REQUIS*	11 633,6	11 383,2	11 383,2	250,4
Charges d'exploitation	1 084,7	1 136,0	1 136,0	-51,3
Charges brutes directes	870,3	902,9	897,7	-27,4
Charges de services partagés	529,0	534,4	539,6	-10,6
Coûts capitalisés	-314,6	-301,3	-301,3	-13,3
Achats	8 941,2	8 675,6	8 675,6	265,6
Achats d'électricité	6 077,3	5 811,7	5 811,7	265,6
<i>Patrimoniales</i>	4 408,7	4 195,8	4 195,8	212,9
<i>Postpatrimoniales et tarif de gestion de la consommation</i>	1 649,3	1 615,1	1 615,1	34,2
<i>Compte de pass-on pour l'achat d'électricité</i>	19,3	0,8	0,8	18,5
Service de transport	2 863,9	2 863,9	2 863,9	0,0
Autres charges	1 115,7	1 106,8	1 106,8	8,9
Achats de combustible	86,5	86,5	86,5	0,0
Amortissement et déclassement	915,2	905,8	905,8	9,4
Taxes	114,0	114,5	114,5	-0,5
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	3,2	0,0	0,0	3,2
Frais corporatifs	29,5	31,8	31,8	-2,3
Coût des capitaux empruntés	441,1	433,0	433,0	8,1
Partage de l'écart de rendement	18,2	0,0	0,0	18,2
BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ - APRÈS PARTAGE	326,3	308,5	308,5	17,8

(1) Décision D-2017-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(2) Décision D-2017-022 incluant les impacts des ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-4011-2017, comme décrits à la pièce HQD-10, document 1.

* Revenus requis excluant le coût des capitaux propres, lequel correspond au bénéfice net réglementé.

**TABEAU 2 :
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2017 (M\$)**

	D-2017-022 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2017-022 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2017-022 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2017-022
REVENUS REQUIS	11 693,0	-1,3	11 691,7	0,0	11 691,7	11 802,5	11 959,9	268,2
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	8 675,6	0,0	8 675,6	0,0	8 675,6	8 824,7	8 941,2	265,6
• Achats d'électricité	5 811,7	0,0	5 811,7	0,0	5 811,7	5 960,8	6 077,3	265,6
Patrimoniale	4 480,4		4 480,4		4 480,4	4 475,6	4 520,6	40,2
Postpatrimoniale	1 615,1		1 615,1		1 615,1	1 584,5	1 602,0	-13,1
Tarif de gestion de la consommation						16,1	47,3	47,3
Ajustement des contrats spéciaux	-284,6		-284,6		-284,6	-125,1	-111,9	172,7
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2015	9,0		9,0		9,0	9,0	9,0	0,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2016	-8,2		-8,2		-8,2	-8,2	-8,2	0,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2017						8,9	18,5	18,5
• Service de transport	2 863,9	0,0	2 863,9	0,0	2 863,9	2 863,9	2 863,9	0,0
Charge locale	2 857,1		2 857,1		2 857,1	2 859,1	2 859,1	2,0
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	6,8		6,8		6,8	6,8	6,8	0,0
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2017						-2,0	-2,0	-2,0
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	3 017,4	-1,3	3 016,1	0,0	3 016,1	2 977,8	3 018,7	2,6
Charges d'exploitation	1 137,3	-1,3	1 136,0	0,0	1 136,0	1 128,7	1 084,7	-51,3
• Charges brutes directes	905,0	-2,1	902,9	-5,2	897,7	907,4	870,3	-27,4
Masse salariale	558,7	-0,4	558,3	-3,6	554,7	570,7	573,0	18,3
Salaire de base	422,6		422,6	-2,7	419,9	430,1	415,0	-4,9
Temps supplémentaire	33,8		33,8		33,8	40,4	57,3	23,5
Primes et revenus divers	26,2	-0,4	25,8	-0,1	25,7	26,2	28,9	3,2
Rémunération incitative selon la performance	2,2	-0,2	2,0	-0,1	1,9	2,4	3,4	1,5
Autres primes	24,0	-0,2	23,8		23,8	23,8	25,5	1,7
Avantages sociaux	76,1	0,0	76,1	-0,8	75,3	74,0	71,8	-3,5
Avantages sociaux - Coût de retraite	21,6	-0,1	21,5	-0,3	21,2	103,3	103,6	82,4
Avantages sociaux - Autres	82,5	0,1	82,6	-0,5	82,1	64,8	62,6	-19,5
Compte d'écarts - Coût de retraite	-28,0	0,0	-28,0	0,0	-28,0	-24,8	-25,1	2,9
Compte d'écarts 2015	-3,8		-3,8		-3,8	-3,8	-3,8	0,0
Compte d'écarts 2016						-24,2	-24,2	0,0
Compte d'écarts 2017	-24,2		-24,2		-24,2	3,2	2,9	2,9
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715						-69,3	-69,3	-69,3
Compte d'écarts relatif au coût de retraite						-84,9	-84,9	-84,9
Compte d'écarts relatif aux autres régimes						15,6	15,6	15,6
Autres charges directes	393,1	-1,7	391,4	-1,6	389,8	398,4	372,9	-16,9
Dépenses de personnel et indemnités	18,1	-0,1	18,0	-0,1	17,9	17,1	18,0	0,1
Services externes et ressources financières	260,6	-1,4	259,2	-1,5	257,7	264,5	236,7	-21,0
Services externes	154,8	-1,4	153,4	-1,5	151,9	160,9	151,6	-0,3
Maîtrise de la végétation	59,0		59,0		59,0	59,0	60,7	1,7
Courrier, messagerie	20,6		20,6		20,6	20,1	20,5	-0,1
Services professionnels et autres	75,2	-1,4	73,8	-1,5	72,3	81,8	70,4	-1,9
Ressources financières	105,8	0,0	105,8	0,0	105,8	103,6	85,1	-20,7
Mauvaises créances	93,3		93,3		93,3	87,3	79,0	-14,3
Comptes à recevoir, intérêts et autres	4,5		4,5		4,5	8,6	10,6	6,1
Provision - Pannes majeures	8,0		8,0		8,0	8,0		-8,0
Compte d'écarts - Pannes majeures							-3,8	-3,8
Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes							-0,7	-0,7
Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité						-0,3	0,0	0,0
Stock, achats, locations et autres	114,4	-0,2	114,2		114,2	116,8	118,2	4,0
Récupération de coûts	-46,8	0,0	-46,8	0,0	-46,8	-61,7	-75,6	-28,8
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-25,9		-25,9		-25,9	-25,9	-27,0	-1,1
Réclamations aux tiers et autres	-20,9		-20,9		-20,9	-35,8	-48,6	-27,7

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Décision D-2017-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2017-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-4011-2017, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2017-022 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2017.

(6) Année de base 2017, tel que présenté au dossier R-4011-2017.

**TABLEAU 2 :
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2017 (M\$) (SUITE)**

	D-2017-022 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2017-022 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2017-022 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2017-022
• Charges de services partagés	532,7	1,7	534,4	5,2	539,6	545,6	529,0	-10,6
Centre de services partagés	155,6	0,0	155,6	-0,2	155,4	155,8	149,9	-5,5
Approvisionnement	7,1		7,1		7,1	7,1	6,9	-0,2
Immobilier	60,9		60,9	-0,2	60,7	60,9	58,2	-2,5
Gestion du matériel	33,6		33,6		33,6	33,6	32,0	-1,6
Alimentation et hébergement	0,2		0,2		0,2	0,2	0,2	0,0
Services alimentaires	1,0		1,0		1,0	1,0	1,0	0,0
Transport aérien	0,6		0,6		0,6	0,6	0,7	0,1
Gestion documentaire	2,7		2,7		2,7	2,7	2,7	0,0
Environnement	2,1		2,1		2,1	2,1	0,9	-1,2
Services de transport	47,4		47,4		47,4	47,6	47,3	-0,1
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	202,1	-3,1	199,0	-0,4	198,6	198,0	195,2	-3,4
Poste de travail TIC	45,0	0,1	45,1	-0,2	44,9	45,0	43,7	-1,2
Produits TIC d'entreprise	29,6	0,1	29,7	-0,2	29,5	29,6	29,4	-0,1
Produits d'exploitation TIC	79,1	-3,3	75,8		75,8	73,1	73,1	-2,7
Conduite du réseau	2,6		2,6		2,6	2,6	2,6	0,0
Radios mobiles	13,5		13,5		13,5	13,5	12,5	-1,0
Postes et centrales	0,4		0,4		0,4	0,4	0,4	0,0
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	23,3		23,3		23,3	23,3	22,9	-0,4
Services de développement TIC	8,6		8,6		8,6	10,5	10,6	2,0
Unités corporatives	133,7	4,8	138,5	5,8	144,3	138,2	145,0	0,7
Finances	36,6	-0,1	36,5	-0,1	36,4	36,5	36,6	0,2
Sécurité corporative	20,7		20,7		20,7	20,5	20,5	-0,2
Ressources humaines	62,9	4,7	67,6	-0,1	67,5	67,5	68,0	0,5
Environnement			0,0	6,0	6,0		6,8	0,8
Affaires juridiques	5,1		5,1		5,1	5,1	4,2	-0,9
Relations avec le milieu et autres unités	8,4	0,2	8,6		8,6	8,6	8,9	0,3
Innovation (REQ)	23,1	0,0	23,1	0,0	23,1	23,1	18,9	-4,2
Innovation technologique et expertises	23,1		23,1		23,1	23,1	18,9	-4,2
Développement des affaires	0,8		0,8		0,8	1,1	0,6	-0,2
Hydro-Québec TransÉnergie	4,9		4,9		4,9	5,0	5,6	0,7
Hydro-Québec Production	2,2		2,2		2,2	2,2	2,1	-0,1
Hydro-Québec Équipement	4,9		4,9		4,9	12,4	10,8	5,9
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-0,8		-0,8		-0,8	31,8	31,1	31,9
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits							-6,1	-6,1
Compte d'écarts - Coût de retraite	-4,3	0,0	-4,3	0,0	-4,3	-2,3	-3,2	1,1
Compte d'écarts 2015	1,9		1,9		1,9	1,9	1,9	0,0
Compte d'écarts 2016	-6,2		-6,2		-6,2	-6,2	-6,2	0,0
Compte d'écarts 2017						2,0	1,1	1,1
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715						-28,5	-28,5	-28,5
Compte d'écarts relatif au coût de retraite						-34,6	-34,6	-34,6
Compte d'écarts relatif aux autres régimes						6,1	6,1	6,1
Rendement des fournisseurs	10,5	0,0	10,5	0,0	10,5	8,8	7,6	-2,9
Centre de services partagés	2,7		2,7		2,7	2,8	2,3	-0,4
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	6,9		6,9		6,9	5,4	4,6	-2,3
Innovation (REQ)	0,9		0,9		0,9	0,6	0,7	-0,2
• Coûts capitalisés	-300,4	-0,9	-301,3	0,0	-301,3	-324,3	-314,6	-13,3
Prestations de travail	-257,2	-0,9	-258,1	0,0	-258,1	-280,4	-272,1	-14,0
Prestations de travail	-259,3	-0,9	-260,2		-260,2	-301,1	-291,9	-31,7
Compte d'écarts - Coût de retraite	2,1		2,1		2,1	0,7	-0,2	-2,3
Compte d'écarts 2015	-3,2		-3,2		-3,2	-3,2	-3,2	0,0
Compte d'écarts 2016	5,3		5,3		5,3	5,3	5,3	0,0
Compte d'écarts 2017						-1,4	-2,3	-2,3
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715						20,0	20,0	20,0
Compte d'écarts relatif au coût de retraite						24,5	24,5	24,5
Compte d'écarts relatif aux autres régimes						-4,5	-4,5	-4,5
Gestion de matériel	-43,2		-43,2		-43,2	-43,9	-42,5	0,7

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Décision D-2017-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2017-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-4011-2017, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2017-022 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2017.

(6) Année de base 2017, tel que présenté au dossier R-4011-2017.

**TABLEAU 2 :
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2017 (M\$) (SUITE)**

	D-2017-022 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2017-022 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2017-022 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2017-022
Autres charges	1 106,8	0,0	1 106,8	0,0	1 106,8	1 119,4	1 115,7	8,9
• Achats de combustible	86,5	0,0	86,5	0,0	86,5	86,5	86,5	0,0
Achats de combustible	86,2		86,2		86,2	83,3	81,9	-4,3
Compte d'écarts 2015	0,6		0,6		0,6	0,6	0,6	0,0
Compte d'écarts 2016	-0,3		-0,3		-0,3	-0,3	-0,3	0,0
Compte d'écarts 2017						2,9	4,3	4,3
• Amortissement et déclassement	905,8	0,0	905,8	0,0	905,8	918,4	915,2	9,4
Immobilisations en exploitation	475,3		475,3		475,3	488,0	487,6	12,3
Contrat de location-acquisition	2,6		2,6		2,6	2,4	2,3	-0,3
Actifs incorporels en exploitation	84,1		84,1		84,1	84,0	83,4	-0,7
Autres actifs	171,3	0,0	171,3	0,0	171,3	171,5	171,3	0,0
Interventions en efficacité énergétique	141,0		141,0		141,0	141,0	141,0	0,0
Programmes et activités de TEQ (anc. BEIE)	15,4		15,4		15,4	15,4	15,4	0,0
Contributions à des projets de raccordement	12,3		12,3		12,3	12,5	12,5	0,2
Autres actifs réglementaires	2,6		2,6		2,6	2,6	2,4	-0,2
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	13,0		13,0		13,0	13,0	11,1	-1,9
Compte de nivellement pour aléas climatiques	159,5		159,5		159,5	159,5	159,5	0,0
• Taxes	114,5	0,0	114,5	0,0	114,5	114,5	114,0	-0,5
Services publics	45,1		45,1		45,1	45,1	45,1	0,0
Municipales et scolaires	14,9		14,9		14,9	14,9	14,4	-0,5
Transition énergétique Québec (TEQ)	54,5	0,0	54,5	0,0	54,5	54,5	54,5	0,0
TEQ (anc. BEIE)	35,9		35,9		35,9	35,9	35,9	0,0
Compte d'écarts 2015	7,6		7,6		7,6	7,6	7,6	0,0
Compte d'écarts 2016	11,0		11,0		11,0	11,0	11,0	0,0
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	3,2	3,2
Coût de retraite						-118,7	-118,7	-118,7
Coût des autres régimes						19,8	21,8	21,8
Compte d'écarts - Coût de retraite 2017						17,5	17,5	17,5
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715						82,6	82,6	82,6
Compte d'écarts relatif au coût de retraite						101,2	101,2	101,2
Compte d'écarts relatif aux autres régimes						-18,6	-18,6	-18,6
Frais corporatifs	31,8	0,0	31,8	0,0	31,8	30,0	29,5	-2,3
Frais corporatifs	32,3		32,3		32,3	32,4	31,8	-0,5
Compte d'écarts - Coût de retraite	-0,5	0,0	-0,5	0,0	-0,5	0,0	0,1	0,6
Compte d'écarts 2016	-0,5		-0,5		-0,5	-0,5	-0,5	0,0
Compte d'écarts 2017						0,5	0,6	0,6
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715						-2,4	-2,4	-2,4
Compte d'écarts relatif au coût de retraite						-2,9	-2,9	-2,9
Compte d'écarts relatif aux autres régimes						0,5	0,5	0,5
Rendement de la base de tarification	741,5	0,0	741,5	0,0	741,5	698,5	785,6	44,1
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	433,0		433,0		433,0	433,4	441,1	8,1
• Capitaux propres (bénéfice réglementé - après partage)	308,5		308,5		308,5	265,1	326,3	17,8
Bénéfice net réglementé - avant partage	308,5		308,5		308,5	265,1	344,5	36,0
Rendement à partager							-18,2	-18,2
• Compte d'écarts - rendement à partager							18,2	18,2
Taux de rendement de la base de tarification	6,899%		6,899%		6,899%	6,521%	7,150%	0,251%
Coût de la dette	6,198%		6,198%		6,198%	6,224%	6,323%	0,125%
Taux de rendement des capitaux propres - après partage	8,200%		8,200%		8,200%	7,070%	8,686%	0,486%
Taux de rendement des capitaux propres - avant partage	8,200%		8,200%		8,200%	7,070%	9,170%	0,970%
Rendement à partager							-0,484%	-0,484%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 747,742		10 747,742		10 747,742	10 713,098	10 733,613	-14,129

(1) Décision D-2017-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2017-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-4011-2017, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-4011-2017, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2017-022 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2017.

(6) Année de base 2017, tel que présenté au dossier R-4011-2017.

2. EXPLICATION DES ÉCARTS

2.1. Ventes d'électricité

- 1 Les tableaux 3 et 4 détaillent les ventes et les revenus d'électricité par catégories de consommateurs.
- 2 Les revenus nets des achats pour 2017 se chiffrent à +16 M\$.

TABLEAU 3 :
VENTES D'ÉLECTRICITÉ 2017 ⁽¹⁾ (GWh)

Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)				
	Réal 2017		D-2017-022 (R-4011-2017)	Écart réel 2017 vs D-2017-022	
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées
D et DM	62,618	62,251	61,401	1,217	850
DP	663	657	828	(165)	(171)
G et à forfait (T1, T2, T3)	9,441	9,373	9,121	320	252
G-9	1,098	1,098	956	142	142
M	31,041	31,027	31,068	(27)	(41)
LG	8,753	8,741	8,727	26	14
L	27,012	27,012	26,631	381	381
H	7	7	8	(1)	(1)
DT	2,616	2,640	2,660	(44)	(20)
Éclairage public et sentinelle	577	577	600	(23)	(23)
Contrats spéciaux	26,480	26,480	26,200	280	280
	170,306	169,863	168,201	2,105	1,662
Réseaux autonomes - D et DM	214	214	215	(1)	(1)
Réseaux autonomes - G et à forfait	81	81	86	(5)	(5)
Réseaux autonomes - G-9	2	2	2	-	-
Réseaux autonomes - L et M	99	99	89	10	10
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	2	(1)	(1)
	397	397	395	2	2
Total Ventes d'électricité du Distributeur	170,703	170,260	168,596	2,107	1,664

(1) Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies

TABLEAU 4 :
REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2017 ⁽¹⁾ (M\$)

 Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					Revenus nets des achats
	Réel 2017		D-2017-022 (R-4011-2017)	Écart réel 2017 vs D-2017-022		
	Publiés	Normalisés		Publiés	Normalisés	
D et DM	5 058	5 030	4 950	108	80	66
DP	61	61	75	(14)	(14)	(30)
G et à forfait (T1, T2, T3)	957	950	941	16	9	-
G-9	145	145	128	17	17	12
M	2 517	2 516	2 525	(8)	(9)	(9)
LG	509	508	515	(6)	(7)	(8)
L	1 318	1 318	1 304	14	14	(12)
H	1	1	1	-	-	-
DT	159	160	162	(3)	(2)	(1)
Éclairage public et sentinelle	59	59	63	(4)	(4)	(3)
Contrats spéciaux	1 016	1 016	837	179	179	-
	11 800	11 764	11 501	299	263	15
Réseaux autonomes - D et DM	19	19	19	-	-	-
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	10	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - G-9	-	-	-	-	-	-
Réseaux autonomes - L et M	8	8	7	1	1	1
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	2	(1)	(1)	(1)
	37	37	38	(1)	(1)	(1)
Rabais sur ventes - clientèle MFR	(12)	(12)	(14)	2	2	2
Total Revenus d'électricité du Distributeur ⁽²⁾	11 825	11 789	11 524	301	265	16
Conciliation						
Renversement de la provision réglementaire de 2016	(21)	(21)	(21)	-	-	-
Provision réglementaire de 2017	23	23	23	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(18)			(18)	-	-
Revenus d'électricité réglementaires	11 809	11 791	11 526	283	265	16

(1) Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

(2) La différence entre l'écart des ventes publiées (301 M\$) et l'écart des ventes normalisées (265 M\$) correspond à l'effet température de 36 M\$ favorable.

1 Tarifs D, DM et DP : Les ventes réalisées normalisées sont supérieures de 679 GWh aux
 2 ventes reconnues. Cet écart s'explique en partie par une économie plus favorable
 3 qu'anticipée. L'écart favorable lié aux revenus nets des achats s'explique en majeure
 4 partie par les ventes réelles supérieures et, dans une moindre mesure, par la variation du
 5 profil mensuel des revenus.

6 Tarif DT : Les ventes normalisées au tarif DT sont légèrement inférieures de 20 GWh à ce
 7 qui était prévu. Cet écart de ventes explique, en grande partie, l'écart lié aux revenus nets
 8 des achats.

9 Tarifs G, G9 et M : Les ventes normalisées sont supérieures de 353 GWh à ce qui était
 10 prévu. Cet écart provient, entre autres, de ventes additionnelles aux tarifs forfaitaires.
 11 Sans cet élément, l'écart des ventes se situerait à seulement 115 GWh (+0,3 %). Cet
 12 écart de ventes explique l'essentiel de l'écart lié aux revenus nets des achats relatif aux
 13 tarifs G, G9 et M.

14 Tarif L : Un contexte économique plus favorable a permis de réaliser des ventes
 15 supérieures à celles prévues de 381 GWh, et cela, dans la plupart des secteurs, dont
 16 notamment celui des pâtes et papiers (+897 GWh). Cette bonne performance a

1 compensé l'effet négatif d'un transfert de ventes du tarif L vers les contrats spéciaux
2 (-600 GWh) ainsi que l'impact d'un conflit de travail chez CEZinc. L'écart défavorable lié
3 aux revenus nets des achats s'explique par la variation du profil des revenus unitaires.

4 Tarif LG : Les ventes normalisées sont légèrement supérieures de 14 GWh à ce qui était
5 prévu, soit un écart de +0,2 %. L'écart défavorable lié aux revenus nets des achats
6 s'explique par la variation du profil des revenus unitaires aux réseaux de distribution
7 municipaux.

8 Contrats spéciaux : Les écarts de prévision observés découlent du transfert de ventes en
9 provenance du tarif L et de ventes plus élevées que prévues chez Rio Tinto Fer et Titane.
10 Les écarts favorables liés à ces éléments sont toutefois en partie annulés par des ventes
11 au client Rio Tinto Alcan moindres que prévu.

2.2. Achats d'électricité

12 Le tableau 5 présente les principaux éléments expliquant la variation des achats
13 d'électricité.

**TABLEAU 5 :
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 2017 - COMPOSITION DES PRINCIPAUX ÉCARTS (M\$)**

ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	266 D
Effet défavorable lié au volume des ventes d'électricité et aux conditions de marché	74 D
Contrats spéciaux	6 D
Tarifs de gestion de la consommation	47 D
Autres tarifs	18 D
Ajustement lié à l'entente globale cadre 2016 avec le Producteur	3 D
Ajustement des contrats spéciaux	173 D
Pass-on pour les achats d'électricité	19 D
Effet volume et prix sur les achats d'électricité	18 F
Effet revenu unitaire	40 D
Aléas économiques	21 D
Aléas climatiques	18 D
Ajustement lié au facturé/livré 2016	1 D
Ajustement du pass-on 2016 suite à l'ajustement de l'entente globale cadre 2016	3 F

2.3. Charges d'exploitation

14 Les tableaux 6 à 8 présentent les charges d'exploitation du Distributeur selon l'approche
15 globale ainsi que le détail des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et
16 des éléments spécifiques.

**TABLEAU 6 :
APPROCHE GLOBALE RELATIVE AUX CHARGES D'EXPLOITATION 2017 (M\$)**

Composantes	D-2017-022 ⁽¹⁾	Réel 2017	Écart Réel vs D-2017-022
Activités de base du Distributeur	972,7	950,3	(22,4)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (FIP)	135,5	111,1	(24,4)
Éléments spécifiques	29,1	23,3	(5,8)
Total	1 137,3	1 084,7	(52,6)

⁽¹⁾ D-2017-022 reflétant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

**TABLEAU 7 :
COMPOSANTES DES ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION
PARTICULIERS 2017 (M\$)**

Composantes	D-2017-022	Réel 2017	Écart Réel vs D-2017-022
Coût de retraite	(7,9)	(7,9)	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	31,7	18,3	(13,4)
Mesures de sécurité cybernétique	10,7	10,7	-
Inspection et retraitement des poteaux de bois	12,7	10,0	(2,7)
Dépense de mauvaises créances	68,3	66,0	(2,3)
Interventions en efficacité énergétique (IEÉ)	20,0	14,0	(6,0)
Total	135,5	111,1	(24,4)

**TABLEAU 8 :
COMPOSANTES DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES 2017 (M\$)**

Composantes	D-2017-022	Réel 2017	Écart Réel vs D-2017-022
Électrification du transport collectif	0,8	0,3	(0,5)
Lecture à distance - Phases 2 et 3	28,3	23,0	(5,3)
Total	29,1	23,3	(5,8)

2.3.1. Activités de base

1 L'écart de 22,4 M\$ favorable lié aux activités de base s'explique principalement par les
2 éléments suivants :

- 3 • Salaires de base et avantages sociaux (5,7 M\$ F) :

4 L'écart de 5,7 M\$ s'explique principalement par la baisse de 36 ETC comme
5 expliqué à la pièce HQD-10, document 1 et par l'impact des ajustements
6 découlant des modifications apportées à l'ASC 715 sur les avantages sociaux.

1 • Pannes majeures (7,4 M\$ D) :

2 Le coût des pannes majeures s'élève à 16,0 M\$ (dont 15,4 M\$ en charges
3 d'exploitation) comparativement à la provision de 8,0 M\$ reconnue par la
4 Régie. Le détail du coût des pannes majeures est présenté à la pièce HQD-4,
5 document 3.6.

6 • Charges de services partagés (8,0 M\$ F) :

7 L'écart de 8,0 M\$ favorable s'explique principalement par les éléments
8 suivants :

9 ○ Une baisse des charges provenant de l'Institut de recherche
10 d'Hydro-Québec (IREQ) attribuable à la révision des priorités des projets
11 d'innovation en lien avec les défis relatifs à la transition énergétique
12 (3,0 M\$ F) ;

13 ○ Un rendement moins élevé des fournisseurs provenant de la
14 Vice-présidence – Technologies de l'information et des communications
15 (VPTIC) dû principalement à des reports de mises en service (2,3 M\$ F);

16 ○ Une baisse des charges provenant du Centre de services partagés (CSP)
17 suite à des reports de projets en 2018 (1,6 M\$ F).

18 • Prestations de travail (14,0 M\$ F) :

19 L'écart de 14,0 M\$ favorable s'explique principalement par les éléments
20 suivants :

21 ○ Une augmentation du volume de compteurs installés dans le cadre des
22 activités de base et dans des lieux difficiles d'accès ainsi qu'une
23 proportion plus élevée que prévue de compteurs installés chez la clientèle
24 d'affaires par rapport à ceux installés chez la clientèle résidentielle ;

25 ○ Une proportion plus élevée que prévue de compteurs neufs installés par
26 rapport aux compteurs récupérés, en raison de l'indisponibilité de ces
27 derniers.

28 Le tableau 9 présente les composantes de la rubrique Récupération de coûts, tandis que
29 le tableau 10 présente les coûts relatifs à la rubrique Réclamations aux tiers et autres par
30 types de charges.

**TABLEAU 9 :
RÉCUPÉRATION DE COÛTS (M\$)**

Description	D-2017-022	Réel 2017	Variation réel 2017 vs D-2017-022
Récupération de coûts			
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-25,9	-27,0	-1,1
Réclamations aux tiers et autres	-20,9	-48,6	-27,7
Missions effectuées à l'extérieur du Québec		-15,6	-15,6
Autres	-20,9	-33,0	-12,1
Total	-46,8	-75,6	-28,8

- 1 Une hausse de 28,8 M\$ des revenus de réclamations aux tiers et autres est observée par
 2 rapport au montant reconnu. De ce montant, 15,6 M\$ sont reliés aux montants facturés
 3 dans le cadre de missions d'assistance de dépannage effectuées à l'extérieur du Québec
 4 et qui n'ont pas été inclus dans la prévision des revenus étant donné la nature
 5 imprévisible de ces travaux. La hausse résiduelle de 13,2 M\$ s'explique essentiellement
 6 par des revenus supplémentaires liés aux demandes d'intervention des clients sur le
 7 réseau de distribution et aux réclamations auprès de tiers dues à des bris ou dommages
 8 causés au réseau de distribution.
- 9 Par ailleurs, ces revenus additionnels sont compensés par une augmentation des coûts
 10 liés à ces revenus.

**TABLEAU 10 :
CHARGES RELATIVES AUX RÉCLAMATIONS AUX TIERS ET AUTRES (M\$)**

Description	D-2017-022	Réel 2017	Variation réel 2017 vs D-2017-022
Coûts relatifs à la rubrique Réclamations aux tiers et autres			
Masse salariale	6,1	15,8	9,7
Autres charges directes	8,5	17,7	9,2
Charges de services partagés	4,2	9,9	5,7
Amortissement et déclassement	1,1	2,9	1,8
Autres	1,0	2,3	1,3
Total	20,9	48,6	27,7

2.3.2. Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques

1 Les principaux écarts portent sur les éléments suivants :

- 2 • Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR) (13,4 M\$ F) :

3 L'écart de 13,4 M\$ favorable s'explique par les éléments suivants :

- 4 ○ Une croissance moins importante que prévue du nombre d'ententes
5 personnalisées en 2017. Le Distributeur rappelle que les clients qui
6 bénéficient de ces ententes obtiennent la radiation de leur dette sur deux
7 ans, une fois les termes de l'entente de paiement respectés pendant deux
8 périodes de douze mois ;
- 9 ○ Comme mentionné à la pièce HQD-10, document 1, le Distributeur
10 constate un ralentissement du nombre de nouveaux clients bénéficiant de
11 ce programme d'entente personnalisée. Par contre, les renouvellements
12 d'ententes poursuivent leur croissance et ce, en grande partie grâce à
13 l'introduction de l'entente passerelle en 2014. Cette entente est offerte
14 aux clients ayant réussi à réduire leur dette sur 24 mois. Elle a pour but
15 de ramener graduellement le versement en vertu de l'entente au coût réel
16 de la consommation du client. Les clients avec entente renouvelée et
17 ayant bénéficié des radiations liées aux ententes personnalisées
18 précédentes respectées, voient leur comptes baisser. Par le fait même, la
19 provision annuelle de mauvaises créances relative aux comptes à

- 1 recevoir sous ententes MFR personnalisées actives en fin d'année est
2 moins importante ;
- 3 ○ L'effet des températures plus chaudes des deux derniers hivers a aussi
4 contribué à la baisse des soldes des comptes à recevoir des clients sous
5 ententes personnalisées, comme mentionné ci-après dans la section
6 Dépense de mauvaises créances.
- 7 • Inspection et retraitement des poteaux de bois (2,7 M\$ F) :
- 8 L'écart favorable de 2,7 M\$ s'explique principalement par la baisse du coût
9 d'inspection et de retraitement des poteaux inspectés. En effet, il avait été
10 prévu qu'un plus grand nombre de poteaux moins accessibles et donc plus
11 coûteux, soient inspectés et inventoriés au cours de l'année 2017.
- 12 • Dépense de mauvaises créances (2,3 M\$ F) :
- 13 L'écart favorable de 2,3 M\$ s'explique par la diminution des comptes à recevoir
14 échus en raison des températures plus chaudes des deux derniers hivers et par
15 la poursuite des diverses mesures de recouvrement énumérées dans
16 l'approche globale de recouvrement présentées au dossier R-3980-2016,
17 HQD-8, document 1 (B-0027), Annexe E.
- 18 • Interventions en efficacité énergétique (6,0 M\$ F) :
- 19 L'écart favorable de 6,0 M\$ est expliqué à la section 3 de la pièce HQD-7,
20 document 3, qui traite des suivis énergétique et budgétaire 2017 relatifs aux
21 interventions en efficacité énergétique.
- 22 • Projet LAD (phases 2 et 3) (5,3 M\$ F) :
- 23 L'écart favorable de 5,3 M\$ lié au projet LAD s'explique principalement par la
24 diminution des ETC à relocaliser, les employés ayant soit pris leur retraite, soit
25 obtenu un nouveau poste chez le Distributeur ou ailleurs dans l'entreprise.

2.4. Autres charges

26 La charge d'amortissement s'établit à 915,2 M\$ au 31 décembre 2017 comparativement à
27 un montant reconnu de 905,8 M\$. L'écart défavorable de 9,4 M\$ s'explique par les
28 éléments suivants :

- 29 • Une augmentation de 12,3 M\$ de l'amortissement des actifs corporels découlant
30 de la réduction de 15 M\$ de l'amortissement dans la décision D-2017-022 ;
- 31 • Des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels
32 moindres de 1,9 M\$, comme expliqué à la section 5 de la pièce HQD 4,
33 document 2.

- 1 Comme mentionné dans le dossier R-4011-2017¹, le Distributeur n'a pas été en mesure
2 de réaliser complètement la coupure demandée par la Régie.

2.5. Frais financiers / Coût des capitaux empruntés

**TABLEAU 11 :
COMPOSITION DE L'ÉCART
FRAIS FINANCIERS / COÛT DES CAPITAUX EMPRUNTÉS (M\$)**

Frais financiers / Coût des capitaux empruntés			8,1 D
	D-2017-022 ajustée	Réel	Impact
Taux de la dette	6,198 %	6,323 %	8,7 D
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 747,7 M\$	10 733,6 M\$	0,6 F

2.6. Revenus autres que ventes d'électricité

3 L'écart de 13,2 M\$ défavorable des revenus autres que ventes d'électricité entre le
4 montant reconnu pour 2017 et l'année historique 2017 est principalement attribuable :

- 5 • D'une part, à la baisse de 9,8 M\$ des revenus liés aux frais d'administration due à
6 un niveau de comptes à recevoir sur lesquels sont calculés les frais
7 d'administration plus bas qu'anticipé, en raison des températures douces des
8 hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, effectuée par le
9 Distributeur, des comptes à recevoir.
- 10 • D'autre part, à une diminution de 3,5 M\$ des revenus de facturation de l'électricité
11 aux entités affiliées due principalement à une baisse de facturation auprès du
12 Producteur pour la consommation d'électricité des installations du chantier de la
13 Romaine.

2.7. Rabais sur ventes – clientèle MFR

14 Les ententes personnalisées continuent de croître, mais à un rythme moins élevé que par
15 le passé. L'écart favorable de 1,6 M\$ lié au rabais sur ventes – clientèle MFR est dû à
16 une baisse du nombre d'ententes prises en 2017 par rapport au nombre d'ententes
17 initialement prévu pour cette période.

¹ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 6 (B-0031), page 10

3. COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS

- 1 Conformément à la demande formulée par la Régie dans le cadre du Rapport
 2 annuel 2014², le Distributeur présente, au tableau 12, les coûts capitalisés par types
 3 d'activités.

**TABLEAU 12 :
 COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)**

Description	2017		
	D-2017-022 ajustée ⁽¹⁾	Réel	Écart
Prestations de travail	(258,1)	(272,1)	14,0
<i>Activités de base</i>	(253,9)	(267,9)	14,0
<i>Éléments spécifiques</i>	(4,2)	(4,2)	-
Gestion de matériel	(43,2)	(42,5)	(0,7)
Coûts capitalisés	(301,3)	(314,6)	13,3

⁽¹⁾ Incluant ajustements organisationnels

² Rapport annuel 2014, pièce HQD-12, document 1, question 4.3, p. 12.