

COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2018

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.....	13
2.3. Coûts de distribution et services à la clientèle.....	13
2.3.1. Activités de base.....	15
2.3.2. Facteurs Y et Z.....	17
2.4. Revenus autres que ventes d'électricité.....	18
2.5. Rabais sur ventes – clientèle MFR.....	18
ANNEXE A : COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS 2018 SELON LE MODÈLE DU MRI.....	19
ANNEXE B : INFORMATIONS ADDITIONNELLES RELATIVES AUX RUBRIQUES RÉCUPÉRATIONS DE COÛTS ET COÛTS CAPITALISÉS.....	25
ANNEXE C : SUIVI SUR LES ACTIVITÉS RELIÉES À L'AMÉLIORATION CONTINUE	29

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis reconnus pour l'année 2018	6
Tableau 2 : Composantes détaillées des revenus requis 2018	7
Tableau 3 : Ventes d'électricité 2018.....	10
Tableau 4 : Revenus d'électricité 2018	11
Tableau 5 : Achats d'électricité 2018 - Composition des principaux écarts	13
Tableau 6 : Coûts de distribution et services à la clientèle 2018	14
Tableau 7 : Charges d'exploitation des activités de base du Distributeur nettes du compte d'écarts – pannes majeures	15
Tableau 8 : Composition de l'écart Frais financiers / Coût des capitaux empruntés	16
Tableau 9 : Interventions en efficacité énergétique	17
Tableau 10 : TEQ Coûts liés aux montants versés à la base de tarification avant 2012	17
Tableau 11 : Contributions à des projets de raccordement	18
Tableau A-1 : Composantes des revenus requis – Année historique 2018	21
Tableau A-2 : Composantes des revenus requis Détail des facteurs Y, Z et les CER Pré-MRI Année historique 2018	22
Tableau A-3 : Composantes des revenus requis – Autorisé 2018	23
Tableau A-4 : Composantes des revenus requis Détail des facteurs Y, Z et les CER Pré-MRI Autorisé 2018	24
Tableau B-1 : Récupération de coûts	27
Tableau B-2 : Charges relatives aux réclamations aux tiers et autres	28
Tableau B-3 : Coûts capitalisés par types d'activités	28
Tableau C-1 : ETC réels alloués aux activités d'amélioration continue par rapport aux ETC reconnus pour 2018.....	32

1. ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR

1 Les tableaux 1 et 2 comparent l'état des résultats des activités réglementées de l'exercice
2 financier 2018, présenté à la pièce HQD-2, document 2.1, aux revenus requis reconnus en
3 vertu de la décision D-2018-025.

4 Le tableau 1 présente la comparaison des résultats réglementaires réels aux revenus
5 requis reconnus tenant compte de l'impact de l'ajustement organisationnel survenu au
6 cours de l'année 2018.

7 Le tableau 2 intègre, d'une part, le détail des revenus requis déposés à la suite de la mise
8 à jour découlant de la décision D-2018-025 et, d'autre part, l'impact de l'ajustement
9 organisationnel survenu au cours de l'année 2018. La comparaison des différentes
10 rubriques est donc établie entre les données réelles et les données de la décision
11 D-2018-025 intégrant l'ajustement organisationnel relatif à 2018.

**TABLEAU 1 :
COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES RÉELS
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2018 (M\$)**

	Réel	D-2018-025 ajustée (1)	Écart
REVENUS	12 264,7	11 820,4	444,3
Ventes d'électricité	12 073,2	11 672,1	401,1
Ventes d'électricité	12 086,3	11 690,4	395,9
Rabais sur ventes - clientèle MFR	-13,1	-18,3	5,2
Revenus autres que ventes d'électricité	191,5	148,3	43,2
Facturation externe émise	106,0	65,0	41,0
Facturation interne émise	85,0	83,0	2,0
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,5	0,3	0,2
REVENUS REQUIS*	11 908,7	11 513,0	395,7
Charges d'exploitation	1 320,3	1 341,4	-21,1
Charges brutes directes	1 072,7	1 115,3	-42,6
Charges de services partagés	607,7	598,1	9,6
Coûts capitalisés	-360,1	-372,0	11,9
Achats	9 265,1	8 964,7	300,4
Achats d'électricité	6 332,3	6 031,9	300,4
<i>Patrimoniale et ajustement des contrats spéciaux</i>	<i>4 595,1</i>	<i>4 307,0</i>	<i>288,1</i>
<i>Postpatrimoniale, GDP Affaires et Tarif de gestion de la consommation</i>	<i>1 809,7</i>	<i>1 765,2</i>	<i>44,5</i>
<i>Compte de pass-on pour l'achat d'électricité</i>	<i>-72,5</i>	<i>-40,3</i>	<i>-32,2</i>
Service de transport	2 932,8	2 932,8	0,0
Autres charges	922,9	923,4	-0,5
Achats de combustible	82,5	82,5	0,0
Amortissement et déclassement	714,5	744,4	-29,9
Compte de neutralisation - Révision des durées de vie	30,4		30,4
Taxes	95,5	96,5	-1,0
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-201,2	-203,8	2,6
Frais corporatifs	33,8	36,1	-2,3
Coût des capitaux empruntés	461,3	451,2	10,1
Partage de l'écart de rendement	106,5	0,0	106,5
BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ - APRÈS PARTAGE	356,0	307,4	48,6

(1) Décision D-2018-025 incluant l'impact de l'ajustement organisationnel mentionné au dossier R-4057-2018 à la pièce HQD-1, document 2, section 2.

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

**TABLEAU 2 :
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2018 (M\$)**

	D-2018-025	D-2018-025 Réallocation réduction globale	Ajustement organisation- nel (1)	D-2018-025 ajustée (2)	Réel	Écart
REVENUS REQUIS	11 820,4	11 820,4	0,0	11 820,4	12 264,7	444,3
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	8 964,7	8 964,7	0,0	8 964,7	9 265,1	300,4
• Achats d'électricité	6 031,9	6 031,9	0,0	6 031,9	6 332,3	300,4
Patrimoniale	4 485,2	4 485,2		4 485,2	4 659,5	174,3
Postpatrimoniale	1 749,1	1 749,1		1 749,1	1 746,5	-2,6
GDP Affaires	16,1	16,1		16,1	16,1	0,0
GDP Affaires	16,1	16,1		16,1	20,3	4,2
Compte d'écarts 2018					-4,2	-4,2
Tarif de gestion de la consommation					47,1	47,1
Ajustement des contrats spéciaux	-178,2	-178,2		-178,2	-64,4	113,8
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2016	-21,0	-21,0		-21,0	-21,0	0,0
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2017	-19,3	-19,3		-19,3	-19,3	0,0
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2018					-32,2	-32,2
• Service de transport	2 932,8	2 932,8	0,0	2 932,8	2 932,8	0,0
Charge locale	2 935,0	2 935,0		2 935,0	2 939,5	4,5
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	-4,2	-4,2		-4,2	-4,2	0,0
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2017	2,0	2,0		2,0	2,0	0,0
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2018					-4,5	-4,5
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 855,7	2 855,7	0,0	2 855,7	2 999,6	143,9
Charges d'exploitation	1 341,4	1 341,4	0,0	1 341,4	1 320,3	-21,1
• Charges brutes directes	1 120,9	1 120,9	-5,6	1 115,3	1 072,7	-42,6
Masse salariale	756,4	756,4	-4,1	752,3	777,9	25,6
Salaire de base	445,9	445,9	-2,8	443,1	423,8	-19,3
Temps supplémentaire	38,1	38,1		38,1	72,9	34,8
Primes et revenus divers	26,6	26,6	-0,1	26,5	35,6	9,1
Rémunération incitative selon la performance	2,5	2,5	-0,1	2,4	4,0	1,6
Autres primes	24,1	24,1		24,1	31,6	7,5
Avantages sociaux	245,8	245,8	-1,2	244,6	245,6	1,0
Avantages sociaux - Coût de retraite	115,4	115,4	-0,8	114,6	119,9	5,3
Avantages sociaux - Autres	63,1	63,1	-0,4	62,7	62,9	0,2
Compte d'écarts - Coût de retraite	-2,5	-2,5		-2,5	-7,0	-4,5
Compte d'écarts 2016	0,7	0,7		0,7	0,7	0,0
Compte d'écarts 2017	-3,2	-3,2		-3,2	-3,2	0,0
Compte d'écarts 2018					-4,5	-4,5
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	69,8	69,8		69,8	69,8	0,0
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	85,5	85,5		85,5	85,5	0,0
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	-15,7	-15,7		-15,7	-15,7	0,0
Autres charges directes	415,5	415,5	-1,5	414,0	382,6	-31,4
Dépenses de personnel et indemnités	18,4	18,4	-0,1	18,3	19,5	1,2
Services externes et ressources financières	279,6	279,6	-1,4	278,2	240,6	-37,6
Services externes	164,5	164,5	-1,4	163,1	172,8	9,7
Maîtrise de la végétation	65,8	65,8		65,8	68,9	3,1
Courrier, messagerie	19,6	19,6		19,6	20,4	0,8
Services professionnels et autres	79,1	79,1	-1,4	77,7	83,5	5,8
Ressources financières	115,1	115,1	0,0	115,1	67,8	-47,3
Mauvaises créances	93,4	93,4		93,4	80,1	-13,3
Comptes à recevoir, intérêts et autres	9,6	9,6		9,6	6,8	-2,8
Provision - Pannes majeures	8,0	8,0		8,0		-8,0
Compte d'écarts - Pannes majeures	4,1	4,1		4,1	-18,4	-22,5
Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes					-0,7	-0,7
Stock, achats, locations et autres	117,5	117,5		117,5	122,5	5,0
Récupération de coûts	-51,0	-51,0	0,0	-51,0	-87,8	-36,8
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-26,0	-26,0		-26,0	-27,3	-1,3
Réclamations aux tiers et autres	-25,0	-25,0		-25,0	-60,5	-35,5

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Ajustement organisationnel mentionné au dossier R-4057-2018 à la pièce HQD-1, document 2, section 2.

(2) Décision D-2018-025 incluant la réallocation globale et l'impact de l'ajustement organisationnel relatif à 2018.

**TABLEAU 2 :
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2018 (M\$) (SUITE)**

	D-2018-025	D-2018-025 Réallocation réduction globale	Ajustement organisation- nel (1)	D-2018-025 ajustée (2)	Réel	Écart
• Charges de services partagés	592,9	592,9	5,2	598,1	607,7	9,6
Centre de services partagés	168,6	168,6	-0,2	168,4	165,7	-2,7
Approvisionnement	9,5	9,5		9,5	9,0	-0,5
Immobilier	65,0	65,0	-0,2	64,8	65,7	0,9
Gestion du matériel	34,9	34,9		34,9	33,9	-1,0
Alimentation et hébergement	0,2	0,2		0,2	0,2	0,0
Services alimentaires	1,0	1,0		1,0	1,0	0,0
Transport aérien	0,7	0,7		0,7	0,8	0,1
Gestion documentaire	2,3	2,3		2,3	2,3	0,0
Environnement	1,9	1,9		1,9	0,4	-1,5
Services de transport	53,1	53,1		53,1	52,4	-0,7
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	204,4	204,4	-0,5	203,9	208,9	5,0
Poste de travail TIC	41,6	41,6	-0,2	41,4	39,9	-1,5
Produits TIC d'entreprise	54,1	54,1	-0,3	53,8	53,9	0,1
Produits d'exploitation TIC	61,4	61,4		61,4	62,3	0,9
Conduite du réseau	3,8	3,8		3,8	3,8	0,0
Radios mobiles	13,7	13,7		13,7	13,0	-0,7
Postes et centrales	0,4	0,4		0,4	0,4	0,0
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	21,8	21,8		21,8	21,7	-0,1
Services de développement TIC	12,6	12,6		12,6	13,9	1,3
Réduction globale - VPTIC	-5,0	-5,0		-5,0		5,0
Unités corporatives	145,2	145,2	5,9	151,1	154,0	2,9
Finances	37,6	37,6	-0,1	37,5	37,9	0,4
Sécurité corporative	23,0	23,0	-0,1	22,9	23,0	0,1
Ressources humaines	69,3	69,3	-0,1	69,2	69,0	-0,2
Affaires juridiques	5,7	5,7		5,7	5,5	-0,2
Relations avec le milieu et autres unités	9,6	9,6		9,6	12,1	2,5
Environnement			6,2	6,2	6,5	0,3
Innovation (IREQ)	24,2	24,2	0,0	24,2	25,6	1,4
Innovation technologique et expertises	24,2	24,2		24,2	25,6	1,4
Développement des affaires	0,8	0,8		0,8	0,8	0,0
Hydro-Québec TransÉnergie	5,8	5,8		5,8	6,3	0,5
Hydro-Québec Production	2,3	2,3		2,3	2,4	0,1
Hydro-Québec Équipement	5,1	5,1		5,1	8,4	3,3
Variation du coût de retraite non réparti par produits					2,4	2,4
Compte d'écarts - Coût de retraite	-2,0	-2,0	0,0	-2,0	-3,3	-1,3
Compte d'écarts 2017	-2,0	-2,0		-2,0	-2,0	0,0
Compte d'écarts 2018					-1,3	-1,3
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	28,8	28,8	0,0	28,8	28,8	0,0
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	34,9	34,9		34,9	34,9	0,0
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	-6,1	-6,1		-6,1	-6,1	0,0
Rendement des fournisseurs	9,7	9,7	0,0	9,7	7,7	-2,0
Centre de services partagés	2,6	2,6		2,6	2,5	-0,1
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	6,1	6,1		6,1	4,6	-1,5
Innovation (IREQ)	1,0	1,0		1,0	0,6	-0,4
• Coûts capitalisés	-372,4	-372,4	0,4	-372,0	-360,1	11,9
Prestations de travail	-328,4	-328,4	0,4	-328,0	-314,0	14,0
Prestations de travail	-309,6	-309,6	0,4	-309,2	-292,9	16,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,4	1,4	0,0	1,4	-0,9	-2,3
Compte d'écarts 2017	1,4	1,4		1,4	1,4	0,0
Compte d'écarts 2018					-2,3	-2,3
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	-20,2	-20,2	0,0	-20,2	-20,2	0,0
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	-24,7	-24,7		-24,7	-24,7	0,0
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	4,5	4,5		4,5	4,5	0,0
Gestion de matériel	-44,0	-44,0		-44,0	-46,1	-2,1

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Ajustement organisationnel mentionné au dossier R-4057-2018 à la pièce HQD-1, document 2, section 2.

(2) Décision D-2018-025 incluant la réallocation globale et l'impact de l'ajustement organisationnel relatif à 2018.

**TABLEAU 2 :
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2018 (M\$) (SUITE)**

	D-2018-025	D-2018-025 Réallocation réduction globale	Ajustement organisation- nel (1)	D-2018-025 ajustée (2)	Réel	Écart
Autres charges	923,4	923,4	0,0	923,4	922,9	-0,5
• Achats de combustible	82,5	82,5	0,0	82,5	82,5	0,0
Achats de combustible	85,9	85,9		85,9	97,7	11,8
Compte d'écarts 2016	0,5	0,5		0,5	0,5	0,0
Compte d'écarts 2017	-3,9	-3,9		-3,9	-3,9	0,0
Compte d'écarts 2018					-11,8	-11,8
• Amortissement et déclassement	744,4	744,4	0,0	744,4	714,5	-29,9
Immobilisations en exploitation	500,6	500,6		500,6	473,0	-27,6
Contrat de location-acquisition	2,4	2,4		2,4	1,9	-0,5
Actifs incorporels en exploitation	30,1	30,1		30,1	33,3	3,2
Autres actifs	161,6	161,6	0,0	161,6	159,1	-2,5
Interventions en efficacité énergétique	130,2	130,2		130,2	128,1	-2,1
Programmes et activités de TEQ	15,4	15,4		15,4	15,4	0,0
Programme Conversion à l'électricité					0,1	0,1
Contributions à des projets de raccordement	12,6	12,6		12,6	12,7	0,1
Autres actifs réglementaires	3,4	3,4		3,4	2,8	-0,6
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	13,0	3,0		3,0	0,5	-2,5
Compte de nivellement pour aléas climatiques	46,7	46,7		46,7	46,7	0,0
Réduction globale de l'amortissement	-10,0					0,0
• Compte de neutralisation - Révision des durées de vie ⁽³⁾					30,4	30,4
• Taxes	96,5	96,5	0,0	96,5	95,5	-1,0
Services publics	45,8	45,8		45,8	45,7	-0,1
Municipales et scolaires	14,8	14,8		14,8	13,9	-0,9
Transition énergétique Québec (TEQ)	35,9	35,9	0,0	35,9	35,9	0,0
Dépenses relatives à TEQ	35,9	35,9		35,9	53,1	17,2
Compte d'écarts 2018					-17,2	-17,2
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-203,8	-203,8	0,0	-203,8	-201,2	2,6
Coût de retraite	-121,6	-121,6		-121,6	-120,8	0,8
Coût des autres régimes	18,6	18,6		18,6	21,2	2,6
Compte d'écarts - Coût de retraite	-17,6	-17,6	0,0	-17,6	-18,4	-0,8
Compte d'écarts 2017	-17,6	-17,6		-17,6	-17,6	0,0
Compte d'écarts 2018					-0,8	-0,8
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	-83,2	-83,2	0,0	-83,2	-83,2	0,0
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	-101,9	-101,9		-101,9	-101,9	0,0
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	18,7	18,7		18,7	18,7	0,0
Frais corporatifs	36,1	36,1	0,0	36,1	33,8	-2,3
Frais corporatifs	34,2	34,2		34,2	31,9	-2,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	-0,5	-0,5	0,0	-0,5	-0,5	0,0
Compte d'écarts 2017	-0,5	-0,5		-0,5	-0,5	0,0
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	2,4	2,4	0,0	2,4	2,4	0,0
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	2,9	2,9		2,9	2,9	0,0
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	-0,5	-0,5		-0,5	-0,5	0,0
Rendement de la base de tarification	758,6	758,6	0,0	758,6	923,8	165,2
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	451,2	451,2	0,0	451,2	461,3	10,1
• Capitaux propres (bénéfice réglementé - après partage)	307,4	307,4	0,0	307,4	356,0	48,6
Bénéfice net réglementé - avant partage	307,4	307,4		307,4	462,5	155,1
Rendement à partager					-106,5	-106,5
• Compte d'écarts - rendement à partager					106,5	106,5
Taux de rendement de la base de tarification	7,083%	7,083%		7,083%	7,618%	0,535%
Coût de la dette	6,482%	6,482%		6,482%	6,616%	0,134%
Taux de rendement des capitaux propres - après partage	8,200%	8,200%		8,200%	9,481%	1,281%
Taux de rendement des capitaux propres - avant partage	8,200%	8,200%		8,200%	12,317%	4,117%
Rendement à partager					-2,836%	-2,836%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 710,131	10 710,131		10 710,131	10 727,287	17,156

(1) Ajustement organisationnel mentionné au dossier R-4057-2018 à la pièce HQD-1, document 2, section 2.

(2) Décision D-2018-025 incluant la réallocation globale et l'impact de l'ajustement organisationnel relatif à 2018.

(3) Incluant amortissement et rendement de la base de tarification.

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
 2 consommateurs. L'écart (réel vs autorisé) des revenus nets des achats pour 2018 se chiffre
 3 à +147 M\$.

**TABLEAU 3 :
 VENTES D'ÉLECTRICITÉ 2018 (GWh)**

Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)				
	Réel 2018		D-2018-025 (R-4057-2018)	Écart réel 2018 vs D-2018-025	
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées
D et DM	65 519	62 662	61 556	3 963	1 106
DP	1 172	1 140	1 020	152	120
G et à forfait (T1, T2, T3)	9 713	9 388	9 169	544	219
G-9	1 151	1 151	979	172	172
M	32 061	31 755	30 859	1 202	896
LG	9 516	9 346	9 205	311	141
L	27 924	27 924	25 657	2 267	2 267
H	8	8	7	1	1
DT	2 652	2 552	2 627	25	(75)
Éclairage public et sentinelle	555	555	577	(22)	(22)
Contrats spéciaux	22 134	22 134	26 997	(4 863)	(4 863)
	172 405	168 615	168 653	3 752	(38)
Réseaux autonomes - D, DM, DN et DP	223	223	218	5	5
Réseaux autonomes - G et à forfait	83	83	88	(5)	(5)
Réseaux autonomes - G-9	2	2	2	-	-
Réseaux autonomes - L et M	100	100	92	8	8
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	2	(1)	(1)
	409	409	402	7	7
Total Ventes d'électricité du Distributeur	172 814	169 024	169 055	3 759	(31)

**TABLEAU 4 :
REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2018 (M\$)**

 Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					Revenus nets des achats
	Réel 2018		D-2018-025 (R-4057-2018)	Écart réel 2018 vs D-2018-025		
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées	
D et DM	5 320	5 096	5 001	319	95	50
DP	109	106	95	14	11	7
G et à forfait (T1, T2, T3)	988	958	929	59	29	21
G-9	151	151	130	21	21	15
M	2 599	2 585	2 510	89	75	41
LG	546	540	534	12	6	-
L	1 363	1 363	1 262	101	101	17
H	1	1	1	-	-	-
DT	156	151	157	(1)	(6)	(3)
Éclairage public et sentinelle	57	57	61	(4)	(4)	(3)
Contrats spéciaux	899	899	983	(84)	(84)	-
	12 189	11 907	11 661	526	244	145
Réseaux autonomes - D, DM, DN et DP	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	9	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	1	-	-	-
	37	37	39	(2)	(2)	(2)
Rabais sur ventes - clientèle MFR	(13)	(13)	(18)	5	5	5
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	32	32	33	(1)	(1)	(1)
Total Revenus d'électricité du Distributeur ¹	12 245	11 963	11 715	529	247	147

Conciliation

Renversement de la provision réglementaire de 2017	(23)	(23)	(23)	-	-	-
Provision réglementaire de 2018	41	41	41	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129)			(129)	-	-
Revenus d'électricité réglementaires	12 134	11 981	11 733	400	247	147

¹ La différence entre l'écart des ventes publiées (529 M\$) et l'écart des ventes normalisées (247 M\$) correspond à l'effet température de 282 M\$ favorable.

1 Tarifs D, DM et DP : Les ventes réalisées normalisées sont supérieures de 1 226 GWh aux
2 ventes reconnues. Cet écart s'explique notamment par :

- 3 • une baisse du taux d'occupation des logements et une économie plus favorable
4 qu'anticipée (+430 GWh)¹ ;
- 5 • un effritement plus important des clients au tarif DT (environ +100 GWh) ;
- 6 • une augmentation plus élevée que prévue de la diffusion de certains usages
7 électriques tels que les spas et les chauffe-piscines (+230 GWh).
- 8 • Outre ces éléments, la consommation unitaire plus forte qu'anticipée pourrait
9 provenir de plusieurs autres sources, dont certaines d'ordre comportemental, ce qui
10 les rend difficiles à quantifier.

11 L'écart favorable lié aux revenus nets des achats (+57 M\$) s'explique en majeure partie
12 par les ventes réelles supérieures et, dans une moindre mesure, par la variation du profil
13 mensuel des revenus.

¹ Cette estimation s'appuie sur la même approche que celle retenue pour les réponses aux questions 22.1, 22.2 et 22.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie au dossier R-4057-2018 (B-0062).

1 Tarif DT : Les ventes normalisées au tarif DT sont inférieures de 75 GWh à ce qui était
2 prévu, et ce, en raison d'un effritement plus important des clients à ce tarif. Cet écart de
3 ventes explique, en grande partie, l'écart lié aux revenus nets des achats (-3 M\$).

4 Tarifs G, G9, M et LG: Les ventes normalisées sont supérieures de 1 428 GWh à ce qui
5 était prévu. Cet écart s'explique, entre autres, par :

- 6 • une économie plus favorable qu'anticipée au secteur Commercial et institutionnel
7 (+180 GWh) et au secteur Industriel PME (+70 GWh)² ;
- 8 • des ventes plus élevées qu'anticipées pour les marchés en développement, dont
9 l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (+540 GWh) et les serres
10 (+60 GWh) ;
- 11 • des ventes aux réseaux de distribution municipaux (+100 GWh) découlant en partie
12 de nouvelle charge pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;
- 13 • des ventes de 140 GWh à l'électricité additionnelle ;
- 14 • l'écart résiduel étant attribuable à une consommation unitaire plus forte que prévue.

15 Ces éléments ont contribué à la croissance exceptionnelle de 2,7 % des ventes de 2018
16 aux tarifs G, G9, M et LG par rapport à celle de l'année 2017. À titre de comparaison, les
17 ventes à ces tarifs des 10 dernières années ont présenté une croissance annuelle moyenne
18 de 0,6 % et une croissance maximale de 1,0 % sur une année³. L'écart favorable lié aux
19 revenus nets des achats (+77 M\$) s'explique en majeure partie par les ventes réelles
20 supérieures et, dans une moindre mesure, par la variation du profil mensuel des revenus.

21 Tarif L : Un contexte économique plus favorable a permis de réaliser des ventes
22 supérieures à celles prévues de 2 267 GWh, et cela, dans la plupart des secteurs, dont
23 notamment celui des pâtes et papiers (+1 246 GWh). L'écart de ventes en énergie explique
24 l'écart favorable lié aux revenus nets des achats (+17 M\$).

25 Contrats spéciaux : Les écarts de prévision observés (-4 863 GWh) découlent
26 essentiellement du conflit de travail à l'aluminerie ABI et, dans une moindre mesure, des
27 ventes au client Rio Tinto moindres que prévues.

² Cette estimation s'appuie sur la même approche que celle retenue pour la réponse 1.4 à la demande de renseignements no 3 de la Régie au dossier R-4057-2018 (B-0100).

³ Ventes normalisées ajustées sur la période 2009 à 2017.

2.2. Achats d'électricité

- 1 Le tableau 5 présente les principaux éléments expliquant la variation des achats
- 2 d'électricité.

**TABLEAU 5 :
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 2018 - COMPOSITION DES PRINCIPAUX ÉCARTS (M\$)**

ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	300 D
Effet défavorable lié au volume des ventes d'électricité et aux conditions de marché	219 D
Contrats spéciaux	151 F
Tarifs de gestion de la consommation	47 D
Autres tarifs	298 D
Ajustement lié à l'entente globale cadre 2017 avec le Producteur	25 D
Ajustement lié au facturé/livré de 2017	1 F
Ajustement des contrats spéciaux ¹	114 D
Pass-on pour les achats d'électricité	32 F
Effet volume et prix sur les achats d'électricité	298 F
Effet revenu unitaire	290 D
<i>Aléas économiques</i>	141 D
<i>Aléas climatiques</i>	152 D
<i>Ajustement lié au facturé/livré 2017</i>	3 F
Ajustement du pass-on 2017 suite à l'ajustement de l'entente globale cadre 2017	25 F
Ajustement lié au facturé/livré de 2017	1 D

¹ L'ajustement des contrats spéciaux inclut des revenus de pénalité de 47,2 M\$ essentiellement lié à la résiliation d'un contrat (voir section 2.4)

2.3. Coûts de distribution et services à la clientèle

- 3 Le tableau 6 présente le détail des coûts de distribution et services à la clientèle pour
- 4 l'année 2018. Les composantes des revenus requis selon le modèle du MRI, soit en
- 5 fonction des activités de base, des facteurs Y et Z ainsi que des CER pré-MRI, de l'année
- 6 historique 2018 et celles relatives à la décision 2018 sont présentées à l'annexe A.

**TABLEAU 6 :
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE 2018 (M\$)**

	D-2018-025	Réel	Écart
Activités de base	2 545,6	2 622,9	77,3
Charges d'exploitation ¹	1 118,2	1 121,7	3,5
<i>Charges brutes directes</i>	919,6	903,1	-16,5
<i>Charges de services partagés</i>	512,7	520,5	7,8
<i>Coûts capitalisés</i>	-314,1	-301,9	12,2
Autres charges	686,0	700,2	14,2
<i>Achats de combustible ²</i>	85,9	97,7	11,8
<i>Amortissement ¹</i>	539,5	542,9	3,4
<i>Taxes</i>	60,6	59,6	-1,0
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	18,6	21,2	2,6
Frais corporatifs	30,7	28,4	-2,3
Rendement de la base de tarification	692,1	751,4	59,3
<i>Capitaux empruntés</i>	411,7	421,8	10,1
<i>Capitaux propres</i>	280,4	329,6	49,2
Facteurs Y	311,8	306,2	-5,6
Coût de retraite	8,7	17,6	8,9
Compte d'écarts - Coût de retraite ³	-21,2	-30,1	-8,9
Interventions en efficacité énergétique	199,7	194,5	-5,2
Dépenses relatives à TEQ	35,9	53,1	17,2
Compte d'écarts - TEQ ³		-17,2	-17,2
Compte de nivellement pour aléas climatiques ³	46,7	46,7	0,0
Contributions à des projets de raccordement	42,0	41,6	-0,4
Facteurs Z	4,1	-18,4	-22,5
Compte d'écarts - Pannes majeures ³	4,1	-18,4	-22,5
Événements imprévisibles en réseaux autonomes		0,7	0,7
Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes ³		-0,7	-0,7
Révision des durées de vie utile		-30,4	-30,4
Compte de neutralisation - Révision des durées de vie utile ³		30,4	30,4
Comptes d'écarts pré-MRI	-5,8	-17,6	-11,8
Achats de combustible ³	-3,4	-15,2	-11,8
Modifications à l'ASC 715 ³	-2,4	-2,4	0,0
Compte d'écarts - Rendement à remettre à la clientèle ³		106,5	106,5
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 855,7	2 999,6	143,9

¹ Compensé en partie par le compte d'écarts Pannes majeures pour l'année 2018 de 22,5 M\$.

² Compensé par le compte d'écarts pré-MRI relatif aux achats de combustible pour l'année 2018 de 11,8 M\$.

³ Les comptes d'écarts et de neutralisation sont détaillés dans chacune de leur pièce respective.

1 Par ailleurs, le Distributeur présente à l'annexe C un suivi sur les activités reliées à
 2 l'amélioration continue comme demandé au paragraphe 317 de la décision D-2018-025.

2.3.1. Activités de base

2.3.1.1 Charges d'exploitation :

3 Le tableau 7 présente les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur nettes
 4 de l'impact du compte d'écarts – Pannes majeures présenté à titre de Facteur Z.

**TABLEAU 7 :
 CHARGES D'EXPLOITATION DES ACTIVITÉS DE BASE DU DISTRIBUTEUR NETTES DU COMPTE
 D'ÉCARTS – PANNES MAJEURES (M\$)**

	D-2018-025	Réel 2018	Écart
Charges d'exploitation	1 118,2	1 121,7	3,5
Compte d'écarts - Pannes majeures (Facteur Z)	4,1	(18,4)	(22,5)
Total	1 122,3	1 103,3	(19,0)

5 L'écart de 19,0 M\$ favorable est composé principalement d'événements ponctuels non
 6 récurrents et s'explique principalement par les éléments suivants :

- 7 • Effectifs (18,4 M\$ F) : L'écart s'explique principalement par la baisse de 262 ETC
 8 comme expliqué à la pièce HQD-10, document 1.
- 9 • Réclamation (7,0 M\$ F) : L'écart est dû au règlement d'un dossier de réclamation
 10 qui s'est résolu à un niveau moindre que prévu.
- 11 • Mauvaises créances (13,3 M\$ F) : L'écart s'explique essentiellement par le
 12 contexte économique favorable et la poursuite des diverses mesures de
 13 recouvrement qui ont résulté en une baisse significative de la dépense de
 14 mauvaises créances.

15 Dans une moindre mesure, l'abandon de la mise en place de l'effacement graduel
 16 de la dette a également contribué à l'écart favorable.

- 17 • Pannes majeures (7,0 M\$ D) : L'écart s'explique par le coût des pannes majeures
 18 de 2018 qui, après la prise en compte du compte d'écarts, s'élève à 16,0 M\$ (dont
 19 15,0 M\$ en charges d'exploitation) comparativement à la provision de 8,0 M\$
 20 reconnue par la Régie. Le détail du coût des pannes majeures est présenté à la
 21 pièce HQD-4, document 3.6.
- 22 • Prestations de travail (14,0 M\$ D) : L'écart s'explique principalement par un nombre
 23 moins élevé d'heures imputées aux investissements. La diminution des heures est
 24 attribuable aux éléments suivants :
 - 25 ○ le ralentissement de l'embauche des équipes relève des métiers-lignes ;

- 1 ○ les difficultés de recrutement pour les activités liées aux services techniques
2 considérant le contexte du marché du travail au Québec ;
3 ○ une augmentation du nombre d'événements météorologiques ayant causé
4 des interruptions de service et ainsi reporté l'ordonnancement de certains
5 travaux aux investissements.

6 L'annexe B présente des informations additionnelles relatives aux rubriques Récupérations
7 de coûts et Coûts capitalisés.

2.3.1.2 Autres charges :

Achats de combustible (11,8 M\$ D) :

8 Les achats de combustible totalisent 97,7 M\$ au 31 décembre 2018 comparativement à un
9 montant reconnu de 85,9 M\$. Cet écart de 11,8 M\$, porté au compte d'écarts pré-MRI
10 relatif aux achats de combustible, s'explique essentiellement par les écarts de prix pour le
11 mazout destiné aux réseaux autonomes, comme mentionné à la section 5.4 de la pièce
12 HQD-4, document 3.1.

Amortissement (3,4 M\$ D) :

13 La charge d'amortissement incluse dans les activités de base s'établit à 542,9 M\$ au
14 31 décembre 2018 comparativement à un montant reconnu de 539,5 M\$. L'écart
15 défavorable de 3,4 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- 16 ○ Une augmentation de 6,9 M\$ de l'amortissement des actifs corporels et incorporels
17 principalement due à des mises en services plus élevées que prévues.
18 ○ Des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels
19 moindres de 2,5 M\$, comme démontré dans le tableau 8 de la pièce HQD-4,
20 document 2.

2.3.1.3 Frais financiers / Coût des capitaux empruntés

TABLEAU 8 :
COMPOSITION DE L'ÉCART
FRAIS FINANCIERS / COÛT DES CAPITAUX EMPRUNTÉS (M\$)

Frais financiers / Coût des capitaux empruntés			10,1 D
	D-2018-025 ajustée	Réel	Impact
Taux de la dette	6,482 %	6,616 %	8,5 D
Base de tarification - activités de base (moyenne 13 soldes) ¹	9 771,0 M\$	9 809,1 M\$	1,6 D

¹ Voir pièce HQD-4, document 1.

2.3.2. Facteurs Y et Z

2.3.2.1 Interventions en efficacité énergétique

- 1 Les tableaux 9 et 10 présentent respectivement l'ensemble des coûts liés aux Interventions
2 en efficacité énergétique de même que ceux de TEQ liés aux montants versés à la base
3 de tarification avant 2012.

**TABLEAU 9 :
INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (M\$)**

	2018		
	D-2018-025	Réel	Écart
Charges d'exploitation ¹	17,0	14,9	-2,1
Amortissement	130,2	128,1	-2,1
Rendement de la base de tarification ²	34,5	33,4	-1,1
TOTAL	181,7	176,4	-5,3
Base de tarification (moyenne 13 soldes)³	487,0	466,2	-20,9

¹ Voir pièce HQD-7, document 3, section 3.

² Le rendement réel 2018 est calculé à partir du coût moyen réel de la dette de 6,616 % et du taux de rendement des capitaux propres autorisé de 8,2 %.

³ Voir pièce HQD-4, document 1.

**TABLEAU 10 :
TEQ**

COÛTS LIÉS AUX MONTANTS VERSÉS À LA BASE DE TARIFICATION AVANT 2012 (M\$)

	2018		
	D-2018-025	Réel	Écart
Amortissement	15,4	15,4	0,0
Rendement de la base de tarification ¹	2,6	2,7	0,1
TOTAL	18,0	18,1	0,1
Base de tarification (moyenne 13 soldes)²	37,1	37,1	0,0

¹ Le rendement réel 2018 est calculé à partir du coût moyen réel de la dette de 6,616 % et du taux de rendement des capitaux propres autorisé de 8,2 %.

² Voir pièce HQD-4, document 1.

2.3.2.2 Contributions à des projets de raccordement

- 4 Le tableau 11 présente l'ensemble des coûts liés aux Contributions à des projets de
5 raccordement.

**TABLEAU 11 :
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	2018		
	D-2018-025	Réel	Écart
Amortissement	12,6	12,7	0,1
Rendement de la base de tarification ¹	29,4	28,9	-0,5
TOTAL	42,0	41,6	-0,4
Base de tarification (moyenne 13 soldes)²	415,0	402,9	-12,1

¹ Le rendement réel 2018 est calculé à partir du coût moyen réel de la dette de 6,616 % et du taux de rendement des capitaux propres autorisé de 8,2 %.

² Voir pièce HQD-4, document 1.

2.4. Revenus autres que ventes d'électricité

1 L'écart de 43,2 M\$ favorable des revenus autres que ventes d'électricité est principalement
 2 attribuable à l'imposition d'une pénalité de 46,5 M\$ à un client industriel pour mettre fin à
 3 son contrat de fourniture d'électricité. Cet écart a été en partie compensé par la baisse de
 4 6,8 M\$ des revenus liés aux frais d'administration. N'eut été du rehaussement de 2,3 M\$
 5 des frais d'administration demandé par la Régie⁴, l'écart lié aux frais d'administration aurait
 6 plutôt été de 4,5 M\$. Cet écart est attribuable à la gestion active des comptes à recevoir
 7 effectuée par le Distributeur.

2.5. Rabais sur ventes – clientèle MFR

8 L'écart favorable de 5,2 M\$ lié au rabais sur ventes – Ménages à faible revenu s'explique
 9 essentiellement par l'abandon de la mise en place de l'effacement graduel de la dette prévu
 10 à l'année témoin 2018. En effet, le Distributeur a complété son projet pilote en 2018⁵, mais
 11 n'a pas mis en place cette mesure, considérant que celle-ci ne favorise pas le paiement
 12 régulier du versement de l'entente⁶.

⁴ Décision D-2018-025, paragraphes 577 et 578.

⁵ Comme demandé par la Régie à la décision D-2018-025, paragraphe 883.

⁶ Dossier R-4057-2018, pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 23.

ANNEXE A :

**COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS 2018
SELON LE MODÈLE DU MRI**

- 1 Les tableaux A-1 à A-4 présentent les composantes des revenus requis selon le modèle
 2 du MRI, soit en fonction des activités de base, des facteurs Y et Z ainsi que des CER
 3 pré-MRI, de l'année historique 2018 et celles relatives à la décision 2018. À des fins de
 4 comparaison et de suivi sur la durée du MRI, la présentation reflète les éléments reconnus
 5 à titre d'exclusion dans la décision D-2018-025 et D-2019-027.

**TABLEAU A-1 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS – ANNÉE HISTORIQUE 2018 (M\$)**

	Activités de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	MTÉR	Total
REVENUS REQUIS	2 622,9	9 571,3	-18,4	-17,6	106,5	12 264,7
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	0,0	9 265,1	0,0	0,0	0,0	9 265,1
Achats d'électricité		6 332,3				6 332,3
Service de transport		2 932,8				2 932,8
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 622,9	306,2	-18,4	-17,6	106,5	2 999,6
Charges d'exploitation	1 121,7	138,6	-18,4	78,4		1 320,3
Charges brutes directes	903,1	118,9	(19,1)	69,8		1 072,7
Charges de services partagés	520,5	57,7	0,7	28,8		607,7
Coûts capitalisés	(301,9)	(38,0)	-	(20,2)		(360,1)
Autres charges	700,2	238,8	-0,9	-15,2		922,9
Achats de combustible	97,7	-	-	(15,2)		82,5
Amortissement	542,9	202,9	(31,3)	-		714,5
Compte de neutralisation - Révision des durées de vie	-	-	30,4	-		30,4
Taxes	59,6	35,9	-	-		95,5
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	21,2	-139,2		-83,2		-201,2
Frais corporatifs	28,4	3,0		2,4		33,8
Rendement de la base de tarification	751,4	65,0	0,9	0,0	106,5	923,8
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	421,8	39,0	0,5			461,3
Capitaux propres (bénéfice réglementé - après partage)	329,6	26,0	0,4			356,0
Compte d'écarts - rendement à partager	-				106,5	106,5

**TABLEAU A-2 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS
DÉTAIL DES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI
ANNÉE HISTORIQUE 2018 (M\$)**

	Facteurs Y									Facteurs Z						CER pré-MRI		
	Achat d'électricité ⁽¹⁾	Transport	Coût de retraite	Compte d'écart - Coût de retraite	Interventions en efficacité énergétique	Dépenses relatives à TEQ	Compte d'écart - TEQ	Contributions projets de raccordement	Total Facteurs Y	Compte d'écart - Pannes majeures	Événements imprévisibles en réseaux autonomes	Compte d'écart - Événements imprévisibles en réseaux autonomes	Révision des durées de vie utile	Compte de neutralisation - Révision des durées de vie	Total Facteurs Z	Combustible	Modifications à l'ASC 715	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	6 332,3							6 332,3						-			-	
Service de transport		2 932,8						2 932,8						-			-	
Coûts de distribution & services à la clientèle	46,7	-	17,6	(30,1)	194,5	53,1	(17,2)	41,6	306,2	(18,4)	0,7	(0,7)	(30,4)	30,4	(18,4)	(15,2)	(2,4)	(17,6)
Charges d'exploitation	-	-	134,9	(11,2)	14,9	-	-	-	138,6	(18,4)	0,7	(0,7)	-	-	(18,4)	-	78,4	78,4
Charges brutes directes	-	-	119,9	(7,0)	6,0	-	-	-	118,9	(18,4)	-	(0,7)	-	-	(18,1)	-	69,8	69,8
Masse salariale	-	-	119,9	(7,0)	1,9	-	-	-	114,8	-	-	-	-	-	-	-	69,8	69,8
Masse salariale	-	-	119,9		1,9	-	-	-	121,8	-	-	-	-	-	-	-	69,8	69,8
Compte d'écart - Coût de retraite	-	-		(7,0)		-	-		(7,0)									
Autres charges directes	-	-	-	-	4,1	-	-	-	4,1	(18,4)	-	(0,7)	-	-	(19,1)	-	-	-
Dépenses de personnel et indemnités	-	-	-	-		-	-	-	-									
Services professionnels et autres	-	-	-	-	3,5	-	-	-	3,5									
Compte d'écart - Pannes majeures	-	-	-	-		-	-		-	(18,4)					(18,4)			
Compte d'écart - Événements imprévisibles en réseaux autonomes	-	-	-	-		-	-					(0,7)						
Stocks, achats, locations et autres	-	-	-	-	0,6	-	-	-	0,6									
Charges de services partagés	-	-	52,1	(3,3)	8,9	-	-	-	57,7	-	0,7	-	-	-	0,7	-	28,8	28,8
Charges de services partagés	-	-	52,1		8,9	-	-	-	61,0		0,7				0,7		28,8	28,8
Compte d'écart - Coût de retraite	-	-		(3,3)		-	-		(3,3)									
Coûts capitalisés	-	-	(37,1)	(0,9)	-	-	-	-	(38,0)	-	-	-	-	-	-	-	(20,2)	(20,2)
Coûts capitalisés	-	-	(37,1)			-	-		(37,1)								(20,2)	(20,2)
Compte d'écart - Coût de retraite	-	-		(0,9)		-	-		(0,9)									
Gestion de matériel	-	-				-	-		-									
Autres charges	46,7	-	-	-	143,5	53,1	(17,2)	12,7	238,8	-	-	-	(31,3)	30,4	(9,9)	(15,2)	-	(15,2)
Achats de combustible																		
Amortissement	46,7				143,5			12,7	202,9				(31,3)		(31,3)			(15,2)
Compte de neutralisation - Révision des durées de vie																		
Taxes - TEQ						53,1	(17,2)		35,9					30,4	30,4			
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs			(120,8)	(18,4)					(139,2)								(83,2)	(83,2)
Frais corporatifs			3,5	(0,5)					3,0								2,4	2,4
Rendement de la base de tarification					36,1			28,9	65,0				0,9		0,9			-
	6 379,0	2 932,8	17,6	(30,1)	194,5	53,1	(17,2)	41,6	9 571,3	(18,4)	0,7	(0,7)	(30,4)	30,4	(18,4)	(15,2)	(2,4)	(17,6)

⁽¹⁾ Incluant le compte de rivelement pour aléas climatiques

**TABLEAU A-3 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS – AUTORISÉ 2018 (M\$)**

	D-2018-025				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 545,6	9 276,5	4,1	(5,8)	11 820,4
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	8 964,7	-	-	8 964,7
Achats d'électricité		6 031,9			6 031,9
Service de transport		2 932,8			2 932,8
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 545,6	311,8	4,1	(5,8)	2 855,7
Charges d'exploitation	1 118,2	140,7	4,1	78,4	1 341,4
<i>Charges brutes directes</i>	919,6	121,8	4,1	69,8	1 115,3
<i>Charges de services partagés</i>	512,7	56,6	-	28,8	598,1
<i>Coûts capitalisés</i>	(314,1)	(37,7)	-	(20,2)	(372,0)
Autres charges	686,0	240,8	-	(3,4)	923,4
<i>Achats de combustible</i>	85,9	-	-	(3,4)	82,5
<i>Amortissement</i>	539,5	204,9	-	-	744,4
<i>Taxes</i>	60,6	35,9	-	-	96,5
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	18,6	(139,2)	-	(83,2)	(203,8)
Frais corporatifs	30,7	3,0	-	2,4	36,1
Rendement de la base de tarification	692,1	66,5	-	-	758,6
<i>Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)</i>	411,7	39,5			451,2
<i>Capitaux propres (bénéfice réglementé - après partage)</i>	280,4	27,0			307,4
<i>Compte d'écarts - rendement à partager</i>					-

**TABLEAU A-4 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS
DÉTAIL DES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI
AUTORISÉ 2018 (M\$)**

	Facteurs Y							Facteur Z	CER pré-MRI			
	Achat d'électricité ⁽¹⁾	Transport	Coût de retraite	Compte d'écarts - Coût de retraite	Interventions en efficacité énergétique	Dépenses relatives à TEQ	Contributions projets de raccordement		Total Facteurs Y	Compte d'écarts - Pannes majeures	Combustible	Modifications à l'ASC 715
Achats d'électricité	6 031,9							6 031,9				
Service de transport		2 932,8						2 932,8				
Coûts de distribution & services à la clientèle	46,7		8,7	-21,2	199,7	35,9	42,0	311,8	4,1	-3,4	-2,4	-5,8
Charges d'exploitation			126,8	-3,1	17,0			140,7	4,1		78,4	78,4
<i>Charges brutes directes</i>			115,4	-2,5	8,9			121,8	4,1		69,8	69,8
Masse salariale			115,4	-2,5	2,2			115,1			69,8	69,8
Masse salariale			115,4		2,2			117,6			69,8	69,8
Compte d'écarts - Coût de retraite				-2,5				-2,5				
Autres charges directes					6,7			6,7	4,1			
Dépenses de personnel et indemnités					0,1			0,1				
Services professionnels et autres					4,9			4,9				
Compte d'écarts - Pannes majeures									4,1			
Stocks, achats, locations et autres					1,7			1,7				
Charges de services partagés			50,8	-2,0	7,8			56,6			28,8	28,8
Charges de services partagés			50,8		7,8			58,6			28,8	28,8
Compte d'écarts - Coût de retraite				-2,0				-2,0				
Coûts capitalisés			-39,4	1,4	0,3			-37,7			-20,2	-20,2
Coûts capitalisés			-39,4					-39,4			-20,2	-20,2
Compte d'écarts - Coût de retraite				1,4				1,4				
Gestion de matériel					0,3			0,3				
Autres charges	46,7				145,6	35,9	12,6	240,8		-3,4		-3,4
Achats de combustible										-3,4		-3,4
Amortissement	46,7				145,6		12,6	204,9				
Taxes - TEQ						35,9		35,9				
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs			-121,6	-17,6				-139,2			-83,2	-83,2
Frais corporatifs			3,5	-0,5				3,0			2,4	2,4
Rendement de la base de tarification					37,1		29,4	66,5				
	6 078,6	2 932,8	8,7	-21,2	199,7	35,9	42,0	9 276,5	4,1	-3,4	-2,4	-5,8

⁽¹⁾ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

ANNEXE B :

**INFORMATIONS ADDITIONNELLES RELATIVES AUX
RUBRIQUES RÉCUPÉRATIONS DE COÛTS
ET COÛTS CAPITALISÉS**

INFORMATIONS ADDITIONNELLES RELATIVES AUX RUBRIQUES RÉCUPÉRATIONS DE COÛTS ET COÛTS CAPITALISÉS
1. Récupération de coûts

Le tableau B-1 présente les composantes de la rubrique Récupération de coûts, tandis que le tableau B-2 présente les coûts relatifs à la rubrique Réclamations aux tiers et autres par types de charges.

**TABLEAU B-1 :
RÉCUPÉRATION DE COÛTS (M\$)**

Description	D-2018-025	Réel 2018	Écart
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-26,0	-27,3	-1,3
Réclamations aux tiers et autres	-25,0	-60,5	-35,5
Missions effectuées à l'extérieur du Québec		-24,9	-24,9
Autres	-25,0	-35,6	-10,6
Total	-51,0	-87,8	-36,8

Une hausse de 35,5 M\$ des revenus de réclamations aux tiers et autres est observée par rapport au montant reconnu. De ce montant, 24,9 M\$ sont reliés aux montants facturés dans le cadre de missions d'assistance de dépannage effectuées à l'extérieur du Québec et qui n'ont pas été inclus dans la prévision des revenus étant donné la nature imprévisible de ces travaux. La hausse résiduelle de 10,6 M\$ s'explique essentiellement par des revenus supplémentaires liés aux demandes d'intervention des clients sur le réseau de distribution et aux réclamations auprès de tiers dues à des bris ou dommages causés au réseau de distribution.

Par ailleurs, ces revenus additionnels sont compensés par une augmentation des coûts liés à ces revenus.

**TABLEAU B-2 :
CHARGES RELATIVES AUX RÉCLAMATIONS AUX TIERS ET AUTRES (M\$)**

Description	D-2018-025	Réel 2018	Écart
Masse salariale	7,4	22,0	14,6
Autres charges directes	11,3	19,5	8,2
Charges de services partagés	3,8	12,6	8,8
Amortissement et déclassement	1,5	3,5	2,0
Autres	1,0	2,9	1,9
Total	25,0	60,5	35,5

2. Coûts capitalisés par types d'activités

Conformément à la demande formulée par la Régie dans le cadre du Rapport annuel 2014⁷, le Distributeur présente, au tableau B-3, les coûts capitalisés par types d'activités.

**TABLEAU B-3 :
COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)**

	D-2018-025	Réel	Écart
Prestations de travail	(328,0)	(314,0)	(14,0)
<i>Activités de base</i>	(269,9)	(255,9)	(14,0)
<i>Facteurs Y</i>	(38,0)	(38,0)	0,0
<i>CER pré-MRI Modification à l'ASC 715</i>	(20,2)	(20,2)	-
Gestion de matériel	(44,0)	(46,1)	2,1
<i>Activités de base</i>	(44,3)	(46,1)	1,8
<i>Facteurs Y</i>	0,3	0,0	0,3
Coûts capitalisés	(372,0)	(360,1)	(11,9)

⁷ Rapport annuel 2014, pièce HQD 12, document 1, question 4.3, p. 12.

ANNEXE C :

**SUIVI SUR LES ACTIVITÉS RELIÉES À L'AMÉLIORATION
CONTINUE**

1 Dans le cadre du dossier tarifaire R-4011-2017, le Distributeur a fait la demande d'une
2 augmentation de 34 ETC affectés aux activités d'amélioration continue.

3 Dans sa décision D-2018-025, la Régie accorde partiellement la demande du Distributeur,
4 soit 20 ETC des 34 ETC demandés. La Régie précise :

5 La Régie est favorable à un processus d'amélioration continue afin
6 d'identifier des pistes d'intervention visant à obtenir des gains d'efficacité.
7 Cependant, elle considère que le Distributeur en est à la mise en place
8 d'une structure qui déterminera, seulement en cours d'année, les cibles et
9 objectifs à atteindre grâce à ce processus. En conséquence, le Distributeur
10 ignore encore si les actions à prendre requerront toutes les ressources qu'il
11 réclame ou si certaines pourront être dégagées en raison de l'efficacité
12 amenée par cette amélioration continue. Par ailleurs, la Régie s'attend à ce
13 que le Distributeur lui présente annuellement un suivi de ces activités lors
14 de son rapport annuel⁸.

15 De plus, la Régie demande au Distributeur :

16 De déposer, à compter du rapport annuel 2018, un suivi sur les activités
17 reliées à l'amélioration continue, notamment pour les éléments suivants⁹ :

- 18 • Le statut du déploiement en termes de ressources humaines et
19 financières et en termes d'échéancier :
- 20 • Le diagnostic, les cibles de gains d'efficacité et leur réalisation ainsi
21 que les indicateurs de performance.

22 Comme demandé, le Distributeur présente un suivi sur les activités d'amélioration continue.

1. Ressources consacrées à l'amélioration continue

23 Au 31 décembre 2018, 25 ETC étaient alloués aux activités d'amélioration continue. Afin
24 de réaliser ces activités, l'équipe a été constituée par du recrutement externe et par des
25 effectifs déjà présents au sein de la structure organisationnelle du Distributeur. Cette
26 approche cadre avec le souhait du Distributeur de faire plus avec les ressources dont il
27 dispose pour limiter les hausses de coûts futurs.

28 Le tableau C-1 présente le suivi des ETC, et la masse salariale, liés aux activités
29 d'amélioration continue.

⁸ Décision D-2018-025, paragraphe 311.

⁹ Décision D-2018-025, paragraphe 317.

**TABLEAU C-1 :
ETC RÉELS ALLOUÉS AUX ACTIVITÉS D'AMÉLIORATION CONTINUE
PAR RAPPORT AUX ETC RECONNUS POUR 2018**

Réel 2018		D-2018-025
ETC	Masse salariale en M\$	ETC
25	3,2	20

2. Déploiement de la démarche et résultats

30 Comme déjà mentionné par le Distributeur, les pistes susceptibles de générer des gains
31 d'efficacité deviennent de plus en plus difficiles à réaliser d'où la nécessité de déployer
32 une démarche structurée.

33 Dans le cadre de la démarche d'amélioration continue lancée en 2018, différents
34 diagnostics sont posés afin de démarrer le processus de coordination des pistes
35 d'efficacité. À la suite de ces diagnostics, des ateliers de génération d'idées permettent
36 d'identifier des initiatives porteuses qui sont ensuite évaluées avant d'établir des plans
37 d'action et des indicateurs clés de mesure de leur performance. L'objectif de cette
38 démarche structurée d'efficacité est d'établir un mécanisme de suivi en lien avec les plans
39 d'affaires du Distributeur.

40 En plus de la démarche d'efficacité, les membres de l'équipe ont déployés les éléments
41 fondamentaux d'un système de gestion intégré chez le Distributeur. Ce système est
42 notamment constitué de courtes rencontres quotidiennes permettant de suivre des
43 indicateurs de performance comme ceux liés au MTER (voir le paragraphe 194 de la
44 décision D-2019-027 relative au dossier R-4057-2018), de gérer les écarts, de suivre un
45 registre d'action et de remonter ou redescendre rapidement l'information dans la ligne
46 hiérarchique. Ces rencontres quotidiennes sont structurées selon six axes (Santé-sécurité,
47 Clients, Employés, Productivité, Résultats financiers et Parties prenantes).

48 L'équipe d'amélioration continue supporte les gestionnaires dans ce nouveau système
49 basé sur la gestion des écarts. Ils aident, entre autres, à l'identification d'indicateurs clés
50 de performance, à l'établissement de cibles, à la mise en place d'un tableau de bord
51 opérationnel et à la rédaction de plans maîtres. L'accompagnement des gestionnaires vise
52 également à supporter l'animation de rencontres quotidiennes et de revues de
53 performances mensuelles. Ces rencontres structurées, permettant de suivre l'avancement
54 des plans maîtres, misent à identifier et gérer les écarts de performance dans une
55 perspective d'amélioration de la performance des équipes du Distributeur.

56 Par ailleurs, les activités d'amélioration continue ont également un rôle à jouer dans le
57 déploiement des différents concepts du « LEAN » chez le Distributeur, la facilitation

58 d'ateliers de résolution de problème, l'identification de causes racines ou encore les
59 démarches de type « Kaizen » pour des problématiques plus complexes.

60 Ainsi, les efforts déployés en 2018 ont permis au Distributeur de réaliser l'efficacité
61 considérée dans les tarifs 2018. En effet, compte tenu du fait que les charges d'exploitation
62 sur les activités de base reconnues pour l'année 2018 sont comparables à celles reconnues
63 pour l'année 2017, le Distributeur a dû réaliser des gains d'efficacité afin d'être en mesure
64 d'absorber les impacts de l'inflation et de la croissance normale de ses activités, et ce, tout
65 en maintenant la qualité de son service comme en témoigne ses indicateurs¹⁰.

¹⁰ Voir la pièce HQD-9, document 2.