

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES  
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR  
L'ANNÉE 2013**



## **1 ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR**

1 Les tableaux suivants comparent l'état des résultats des activités réglementées de  
2 l'exercice financier 2013 présenté à la pièce HQD-2, document 2.1, aux revenus requis  
3 reconnus en vertu de la décision D-2013-037.

4 Le tableau 1 présente la comparaison des résultats réglementaires par rapport aux  
5 revenus requis reconnus tenant compte de l'impact de l'ensemble des ajustements  
6 organisationnels survenus au cours de l'année 2013.

7 Le tableau 2 intègre d'une part, le détail des revenus requis déposé suite à la mise à  
8 jour découlant de la décision D-2013-037 et d'autre part, les impacts des différents  
9 ajustements organisationnels reflétés dans le dossier R-3854-2013 (voir la pièce  
10 HQD-1, document 3, tableau 1) ainsi que ceux survenus suite au dépôt du dossier  
11 R-3854-2013. Ces ajustements ont été effectués en fin d'année 2013 et concernent :

- 12 • le transfert d'effectifs liés aux activités transactionnelles des fonctions corporatives  
13 effectuées chez le Distributeur vers la vice-présidence - Comptabilité et contrôle.
- 14 • le transfert de l'activité reliée à l'électrification du transport collectif vers la direction -  
15 Planification stratégique et électrification des transports du groupe - Affaires  
16 corporatives et secrétariat général.

17 Par ailleurs, la comparaison des différentes rubriques est établie entre les données  
18 réelles et les données résultant de la décision D-2013-037 intégrant tous les  
19 ajustements organisationnels relatifs à 2013.

**TABLEAU 1**  
**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES**  
**ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS (D-2013-037AJUSTÉE) POUR L'ANNÉE 2013 (M\$)**

	Résultats réglementaires	Revenus requis D-2013-037 <sup>1</sup>	Revenus requis D-2013-037 ajustée <sup>2</sup>	Écart (résultats réglementaires vs revenus requis D-2013-037 ajustée)
<b>REVENUS</b>	<b>11 046,7</b>	<b>11 000,2</b>	<b>11 000,2</b>	<b>46,5</b>
<b>Ventes d'électricité</b>	<b>10 874,4</b>	<b>10 824,9</b>	<b>10 824,9</b>	<b>49,5</b>
<b>Revenus autres que ventes d'électricité</b>	<b>172,3</b>	<b>175,3</b>	<b>175,3</b>	<b>-3,0</b>
Facturation externe émise	87,7	99,4	99,4	-11,7
Facturation interne émise	84,2	74,3	74,3	9,9
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,4	1,6	1,6	-1,2
<b>REVENUS REQUIS*</b>	<b>10 616,2</b>	<b>10 777,5</b>	<b>10 777,5</b>	<b>-161,3</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 245,0</b>	<b>1 372,7</b>	<b>1 372,7</b>	<b>-127,7</b>
Charges brutes directes	1 016,6	1 181,9	1 171,9	-155,3
Charges de services partagés	538,2	562,8	572,8	-34,6
Coûts capitalisés	-309,8	-372,0	-372,0	62,2
<b>Achats</b>	<b>7 937,8</b>	<b>7 959,3</b>	<b>7 959,3</b>	<b>-21,5</b>
Achats d'électricité	5 330,9	5 352,4	5 352,4	-21,5
<i>Patrimoniale</i>	4 257,1	4 357,3	4 357,3	-100,2
<i>Postpatrimoniale et tarif de gestion et énergie de secours</i>	1 082,7	980,7	980,7	102,0
<i>Compte de pass-on pour l'achat d'électricité</i>	-8,9	14,4	14,4	-23,3
Service de transport	2 606,9	2 606,9	2 606,9	0,0
<b>Autres charges</b>	<b>968,5</b>	<b>973,8</b>	<b>973,8</b>	<b>-5,3</b>
Achats de combustible	100,8	100,8	100,8	0,0
Amortissement et déclassement	773,0	779,9	779,9	-6,9
Compte d'écarts - Projets majeurs	4,8	5,6	5,6	-0,8
Taxes	89,9	87,5	87,5	2,4
<b>Frais corporatifs</b>	<b>30,9</b>	<b>36,7</b>	<b>36,7</b>	<b>-5,8</b>
<b>Charge de désactualisation</b>	<b>1,9</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>0,1</b>
<b>Coût des capitaux empruntés</b>	<b>432,1</b>	<b>433,2</b>	<b>433,2</b>	<b>-1,1</b>
<b>BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ</b>	<b>430,5</b>	<b>222,7</b>	<b>222,7</b>	<b>207,8</b>

1 Décision D-2013-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

2 Décision D-2013-037 incluant l'impact des ajustements organisationnels relatifs à 2013.

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

**TABLEAU 2**  
**COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2013 (M\$)**

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2013-037 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2013-037 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2013-037 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2013-037 (5)
<b>REVENUS REQUIS</b>	<b>11 000,2</b>	<b>0,0</b>	<b>11 000,2</b>	<b>0,0</b>	<b>11 000,2</b>	<b>10 962,5</b>	<b>11 046,7</b>	<b>46,5</b>
<b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>7 959,3</b>		<b>7 959,3</b>		<b>7 959,3</b>	<b>7 845,3</b>	<b>7 937,8</b>	<b>-21,5</b>
• Achats d'électricité	5 352,4		5 352,4		5 352,4	5 238,4	5 330,9	-21,5
Patrimoniales	4 519,7		4 519,7		4 519,7	4 493,8	4 497,0	-22,7
Postpatrimoniales	980,7		980,7		980,7	960,0	1 060,9	80,2
Tarif de gestion de la consommation						7,0	21,8	21,8
Ajustement des contrats spéciaux	-162,4		-162,4		-162,4	-240,3	-239,9	-77,5
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2011	6,1		6,1		6,1	6,1	6,1	
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2012	8,3		8,3		8,3	8,3	8,3	
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2013						3,5	-23,3	-23,3
• Service de transport	2 606,9		2 606,9		2 606,9	2 606,9	2 606,9	0,0
Charge locale	2 624,4		2 624,4		2 624,4	2 577,5	2 585,7	-38,7
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2012						8,9	8,9	8,9
Compte d'écarts 2012 (charge locale)	-17,5		-17,5		-17,5	-17,5	-17,5	
Compte d'écarts 2013 (charge locale et revenus point à point)						38,0	29,8	29,8
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>3 040,9</b>	<b>0,0</b>	<b>3 040,9</b>	<b>0,0</b>	<b>3 040,9</b>	<b>3 117,2</b>	<b>3 108,9</b>	<b>68,0</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 372,7</b>	<b>0,0</b>	<b>1 372,7</b>	<b>0,0</b>	<b>1 372,7</b>	<b>1 286,7</b>	<b>1 245,0</b>	<b>-127,7</b>
• Charges brutes directes	1 181,9	-5,3	1 176,6	-4,7	1 171,9	1 077,1	1 016,6	-155,3
Masse salariale	758,5	-5,1	753,4	-3,3	750,1	694,4	682,3	-67,8
Salaire de base	481,7	-3,6	478,1	-2,4	475,7	439,4	422,2	-53,5
Temps supplémentaire	45,5		45,5		45,5	32,1	49,5	4,0
Primes et revenus divers	45,4	-0,3	45,1		45,1	43,0	45,8	0,7
Régime d'intéressement corporatif	15,2		15,2		15,2	14,4	16,0	0,8
Rémunération incitative selon la performance	5,5	-0,3	5,2		5,2	5,2	4,5	-0,7
Autres primes	24,7		24,7		24,7	23,4	25,3	0,6
Avantages sociaux	185,9	-1,2	184,7	-0,9	183,8	179,9	164,8	-19,0
Avantages sociaux - Coût de retraite	88,6	-0,6	88,0	-0,4	87,6	132,5	141,3	53,7
Compte d'écarts - Coût de retraite	5,9		5,9		5,9	-38,6	-46,8	-52,7
Avantages sociaux - Autres	78,9	-0,6	78,3	-0,5	77,8	74,7	62,3	-15,5
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	12,5		12,5		12,5	11,3	8,0	-4,5
Autres charges directes	468,0	-0,2	467,8	-1,4	466,4	429,2	389,5	-76,9
Dépenses de personnel et indemnités	19,6		19,6		19,6	15,5	17,7	-1,9
Services externes et ressources financières	317,7	-0,2	317,5	-1,4	316,1	286,4	247,7	-68,4
Services externes	199,0	-0,1	198,9	-1,4	197,5	175,4	169,4	-28,1
Maîtrise de la végétation	61,2		61,2		61,2	56,5	67,1	5,9
Courrier, messagerie	18,5		18,5		18,5	19,7	19,9	1,4
Services professionnels et autres	119,3	-0,1	119,2	-1,4	117,8	99,2	82,4	-35,4
Ressources financières	118,7	-0,1	118,6		118,6	111,0	78,3	-40,3
Mauvaises créances	84,6		84,6		84,6	84,5	92,9	8,3
Comptes à recevoir, intérêts et autres	8,0	-0,1	7,9		7,9	3,4	-4,3	-12,2
Provision - Pannes majeures	8,0		8,0		8,0	8,0	8,0	
Compte d'écarts - Pannes majeures	5,9		5,9		5,9	5,9	-19,5	-25,4
Compte d'écarts - Projets majeurs	12,2		12,2		12,2	9,2	9,2	-3,0
Compte d'écarts - Projet LAD	12,2		12,2		12,2	9,2	9,2	-3,0
Stock, achats, locations et autres	130,7		130,7		130,7	127,3	124,1	-6,6
Récupération de coûts	-44,6		-44,6		-44,6	-46,5	-55,2	-10,6
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-24,3		-24,3		-24,3	-24,3	-25,0	-0,7
Réclamations aux tiers et autres	-20,3		-20,3		-20,3	-22,2	-30,2	-9,9

( suite du tableau à la page suivante )

(1) D-2013-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3854-2013, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2013-037 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3854-2013, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels non réitérés au dossier R-3854-2013, tel que mentionné à la page 4 de la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2013-037 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2013.

(6) Année de base 2013, tel que présenté au dossier R-3854-2013.

**TABEAU 2**  
**COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2013 (M\$) (SUITE)**

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2013-037 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2013-037 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2013-037 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2013-037 (5)
• Charges de services partagés	562,8	5,3	568,1	4,7	572,8	560,0	538,2	-34,6
Centre de services partagés	167,7	1,9	169,6	1,7	171,3	169,6	158,7	-12,6
Acquisition	6,2		6,2		6,2	6,2	6,0	-0,2
Immobilier	68,3	1,9	70,2	0,7	70,9	70,2	63,6	-7,3
Gestion du matériel	36,4		36,4	1,0	37,4	36,4	33,8	-3,6
Alimentation et hébergement	0,3		0,3		0,3	0,3	0,3	
Services alimentaires	1,0		1,0		1,0	1,0	1,0	
Transport aérien	1,5		1,5		1,5	1,5	0,6	-0,9
Gestion documentaire	5,0		5,0		5,0	5,0	4,6	-0,4
Environnement							3,6	3,6
Services de transport	49,0		49,0		49,0	49,0	45,2	-3,8
Groupe Technologie	251,2	-0,6	250,6	-2,3	248,3	242,4	223,7	-24,6
Télécommunications	76,0	-0,2	75,8	-0,7	75,1	75,8	70,6	-4,5
Communication de base	26,9	-0,2	26,7	-0,7	26,0	26,7	26,0	
Radios mobiles	22,5		22,5		22,5	22,5	22,5	
Conduite du réseau	4,4		4,4		4,4	4,4	4,4	
Postes et centrales	1,1		1,1		1,1	1,1	1,1	
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	20,2		20,2		20,2	20,2	15,7	-4,5
Sécurité cybermétique	0,9		0,9		0,9	0,9	0,9	
Innovation	27,7		27,7		27,7	25,7	22,8	-4,9
Innovation technologique	22,1		22,1		22,1	20,1	19,5	-2,6
Soutien technique	5,6		5,6		5,6	5,6	3,3	-2,3
Technologies de l'information	147,5	-0,4	147,1	-1,6	145,5	140,9	130,3	-15,2
Services de base	19,2	-0,2	19,0	-1,5	17,5	19,0	18,0	0,5
Services de bureautique	18,7	-0,2	18,5	-0,1	18,4	18,6	18,1	-0,3
Services de développement	27,5		27,5		27,5	21,6	13,6	-13,9
Services d'exploitation	75,1		75,1		75,1	74,7	73,6	-1,5
Sécurité cybermétique	7,0		7,0		7,0	7,0	7,0	
Unités corporatives	121,6	4,0	125,6	5,3	130,9	125,5	130,6	-0,3
Finances	21,9		21,9	4,1	26,0	21,8	26,2	0,2
Ressources humaines	68,9	4,0	72,9	-0,2	72,7	72,9	73,4	0,7
Affaires corporatives et secrétariat général	30,8		30,8	1,4	32,2	30,8	31,0	-1,2
Sécurité industrielle	16,6		16,6		16,6	16,6	16,6	
Affaires juridiques	4,8		4,8		4,8	4,8	4,6	-0,2
Autres unités	9,4		9,4	1,4	10,8	9,4	9,8	-1,0
Hydro-Québec TransÉnergie	4,5		4,5		4,5	5,0	5,2	0,7
Hydro-Québec Production	2,0		2,0		2,0	2,0	2,2	0,2
Hydro-Québec Équipement	2,5		2,5		2,5	2,4	4,7	2,2
Variation du coût de retraite non réparti par produits						12,6	14,4	14,4
Compte d'écarts - Coût de retraite	7,8		7,8		7,8	-4,8	-6,6	-14,4
Rendement des fournisseurs	5,5		5,5		5,5	5,3	5,3	-0,2
Centre de services partagés	2,1		2,1		2,1	2,0	1,9	-0,2
Groupe Technologie	3,4		3,4		3,4	3,3	3,4	

( suite du tableau à la page suivante )

(1) D-2013-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3854-2013, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2013-037 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3854-2013, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels non reflétés au dossier R-3854-2013, tel que mentionné à la page 4 de la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2013-037 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2013.

(6) Année de base 2013, tel que présenté au dossier R-3854-2013.

**TABLEAU 2**  
**COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2013 (M\$) (SUITE)**

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2013-037 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2013-037 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2013-037 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2013-037 (5)
<b>• Coûts capitalisés</b>	-372,0		-372,0		-372,0	-350,4	-309,8	62,2
Prestations de travail	-320,0		-320,0		-320,0	-300,2	-266,3	53,7
Prestations de travail	-319,2		-319,2		-319,2	-308,3	-276,7	42,5
Compte d'écarts - Coût de retraite	-0,8		-0,8		-0,8	8,1	10,4	11,2
Gestion de matériel	-52,0		-52,0		-52,0	-50,2	-43,5	8,5
<b>Autres charges</b>	<b>973,8</b>		<b>973,8</b>		<b>973,8</b>	<b>980,1</b>	<b>968,5</b>	<b>-5,3</b>
<b>• Achats de combustible</b>	<b>100,8</b>		<b>100,8</b>		<b>100,8</b>	<b>100,8</b>	<b>100,8</b>	<b>0,0</b>
Achats de combustible	100,0		100,0		100,0	99,2	98,9	-1,1
Compte d'écarts 2011	-5,0		-5,0		-5,0	-5,0	-5,0	
Compte d'écarts 2012	5,8		5,8		5,8	5,8	5,8	
Compte d'écarts 2013						0,8	1,1	1,1
<b>• Amortissement et déclassement</b>	<b>779,9</b>		<b>779,9</b>		<b>779,9</b>	<b>785,9</b>	<b>773,0</b>	<b>-6,9</b>
Immobilisations en exploitation	459,8		459,8		459,8	466,7	470,3	10,5
Contrats de location-financement	2,2		2,2		2,2	2,2	0,3	-1,9
Actifs incorporels	220,3		220,3		220,3	218,1	215,1	-5,2
Plan global en efficacité énergétique	126,3		126,3		126,3	125,1	125,1	-1,2
Programmes et activité du BEIE	15,4		15,4		15,4	15,4	15,4	
Logiciel et autres actifs incorporels	78,6		78,6		78,6	77,6	74,6	-4,0
Autres actifs	0,9		0,9		0,9	2,2	2,2	1,3
Contributions à des projets de raccordement	0,9		0,9		0,9	2,2	2,2	1,3
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	38,0		38,0		38,0	38,0	26,4	-11,6
Compte de nivellement pour aléas climatiques	56,5		56,5		56,5	56,5	56,5	
Tarif de maintien de la charge	2,2		2,2		2,2	2,2	2,2	
<b>• Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	<b>5,6</b>		<b>5,6</b>		<b>5,6</b>	<b>4,8</b>	<b>4,8</b>	<b>-0,8</b>
Compte d'écarts - Projet LAD	5,6		5,6		5,6	4,8	4,8	-0,8
<b>• Taxes</b>	<b>87,5</b>		<b>87,5</b>		<b>87,5</b>	<b>88,6</b>	<b>89,9</b>	<b>2,4</b>
Services publics	40,1		40,1		40,1	40,8	40,7	0,6
Municipales et scolaires	13,1		13,1		13,1	13,5	14,9	1,8
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE)	34,3		34,3		34,3	34,3	34,3	
BEIE	34,3		34,3		34,3	37,4	30,3	-4,0
Compte d'écarts 2013						-3,1	4,0	4,0
<b>Frais corporatifs</b>	<b>36,7</b>		<b>36,7</b>		<b>36,7</b>	<b>33,0</b>	<b>30,9</b>	<b>-5,8</b>
Frais corporatifs	36,3		36,3		36,3	33,8	31,7	-4,6
Compte d'écarts - Coût de retraite	0,4		0,4		0,4	-0,8	-0,8	-1,2
<b>Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation</b>	<b>657,7</b>		<b>657,7</b>		<b>657,7</b>	<b>817,4</b>	<b>864,5</b>	<b>206,9</b>
Charge de désactualisation	1,8		1,8		1,8	1,8	1,9	0,1
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	433,2		433,2		433,2	432,3	432,1	-1,1
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	222,7		222,7		222,7	383,3	430,5	207,8
<b>Taux de rendement de la base de tarification</b>	<b>6,380%</b>		<b>6,380%</b>		<b>6,380%</b>	<b>8,012%</b>	<b>8,508%</b>	<b>2,128%</b>
Coût de la dette	6,483%		6,483%		6,483%	6,534%	6,557%	0,074%
Taux de rendement des capitaux propres	6,189%		6,189%		6,189%	10,758%	12,132%	5,943%
<b>Base de tarification (moyenne 13 mois)</b>	<b>10 280,017</b>		<b>10 280,017</b>		<b>10 280,017</b>	<b>10 179,863</b>	<b>10 138,771</b>	<b>-141,246</b>

(1) D-2013-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.  
(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3854-2013, HQD-1, document 3, tableau 1.  
(3) Décision D-2013-037 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3854-2013, HQD-1, document 3, tableau 1.  
(4) Ajustements organisationnels non reflétés au dossier R-3854-2013, tel que mentionné à la page 4 de la pièce HQD-10, document 1.  
(5) Décision D-2013-037 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2013.  
(6) Année de base 2013, tel que présenté au dossier R-3854-2013.

## 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.

**TABLEAU 3**  
**VENTES D'ÉLECTRICITÉ 2013 <sup>(1)</sup> (GWh)**

Années civiles (1<sup>er</sup> janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)				
	Réal 2013		D-2013-037 (R-3814-2012)	Écart réel 2013 vs D-2013-037	
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées
D et DM	62 749	61 872	61 952	797	(80)
G et à forfait (T1, T2, T3)	11 080	10 966	10 644	436	322
G-9	981	981	1 017	(36)	(36)
M	28 755	28 690	28 530	225	160
L	38 718	38 677	37 668	1 050	1 009
H	8	8	9	(1)	(1)
DT	3 025	3 042	3 063	(38)	(21)
Éclairage public et sentinelle	598	598	607	(9)	(9)
Contrats spéciaux	26 253	26 253	28 614	(2 361)	(2 361)
	<b>172 167</b>	<b>171 087</b>	<b>172 105</b>	<b>62</b>	<b>(1 018)</b>
Réseaux autonomes - D et DM	209	209	211	(2)	(2)
Réseaux autonomes - G et à forfait	88	88	109	(21)	(21)
Réseaux autonomes - G-9	3	3	6	(3)	(3)
Réseaux autonomes - M	75	75	53	22	22
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	2	(1)	(1)
	<b>376</b>	<b>376</b>	<b>382</b>	<b>(6)</b>	<b>(6)</b>
<b>Total Ventes d'électricité du Distributeur</b>	<b>172 543</b>	<b>171 463</b>	<b>172 488</b>	<b>55</b>	<b>(1 025)</b>

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



**TABLEAU 4**  
**REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2013 <sup>(1)</sup> (M\$)**

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					Revenus nets des achats
	Réel 2013		D-2013-037 (R-3814-2012)	Écart réel 2013 vs D-2013-037		
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées	
D et DM	4 628	4 562	4 527	101	35	28
G et à forfait (T1, T2, T3)	1 035	1 025	985	50	40	29
G-9	122	122	125	(3)	(3)	(2)
M	2 139	2 136	2 121	18	15	4
L	1 833	1 831	1 778	55	53	9
H	1	1	1	-	-	-
DT	180	181	174	6	7	7
Éclairage public et sentinelle	56	56	57	(1)	(1)	(1)
Contrats spéciaux	802	802	936	(134)	(134)	-
	<b>10 796</b>	<b>10 716</b>	<b>10 704</b>	<b>92</b>	<b>12</b>	<b>74</b>
Réseaux autonomes - D et DM	17	17	16	1	1	1
Réseaux autonomes - G et à forfait	8	8	10	(2)	(2)	(2)
Réseaux autonomes - G-9	-	-	1	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - M	6	6	4	2	2	2
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	-	-	1	(1)	(1)	(1)
	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Revenus d'électricité du Distributeur <sup>(2)</sup></b>	<b>10 827</b>	<b>10 747</b>	<b>10 735</b>	<b>92</b>	<b>12</b>	<b>74</b>

  

<b>Conciliation</b>						
Renversement de la provision réglementaire de 2012	14	14	14	-	-	-
Provision réglementaire de 2013	75	75	75	-	-	-
Compte de nivellement de température	(42)			(42)	-	-
<b>Revenus d'électricité réglementaires</b>	<b>10 874</b>	<b>10 836</b>	<b>10 824</b>	<b>50</b>	<b>12</b>	<b>74</b>

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

(2) La différence entre l'écart des ventes publiées (92 M\$) et l'écart des ventes normalisées (12 M\$) correspond à l'effet température de 80 M\$ favorable

- 1 Pour l'année 2013, les revenus nets des achats s'élèvent à 74 M\$. Lors du dossier  
2 tarifaire R-3854-2013, le Distributeur a présenté des revenus nets des achats de 81 M\$  
3 sur la base de 4 mois réalisés et 8 mois prévisionnels.
- 4 Tarifs D et DM : Les ventes réalisées normalisées sont conformes aux ventes  
5 reconnues. L'écart lié aux revenus nets des achats s'explique essentiellement par une  
6 variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au profil mensuel des  
7 revenus réels.
- 8 Tarifs G et M : La croissance économique au Québec s'est traduite par des ventes  
9 supérieures à la prévision pour le secteur Commercial et institutionnel. L'écart lié aux  
10 revenus nets des achats à ces tarifs s'explique essentiellement par la variation des  
11 ventes.

1 Tarif L : La reprise de la production des clients White Birch et PF Résolu s'est traduit par  
 2 des ventes plus importantes que prévues. L'écart lié aux revenus nets des achats à ces  
 3 tarifs s'explique essentiellement par la variation des ventes.

4 Contrats spéciaux : Les surplus hydrauliques du client Rio Tinto Alcan et une production  
 5 moindre des autres clients expliquent les ventes inférieures à celles prévues.

## 2.2 Achats d'électricité

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

**TABLEAU 5**  
**ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 2013 - COMPOSITION DES PRINCIPAUX ÉCARTS (M\$)**

ACHATS D'ÉLECTRICITÉ			22 F
Effet lié à la diminution du volume des ventes d'électricité			79 D
Contrats spéciaux	56 F		
Tarifs de gestion de la consommation	22 D		
Autres tarifs	106 D		
Ajustement lié à l'Entente-cadre 2012 avec le Producteur	5 D		
Ajustement lié au facturé/livré de 2012	2 D		
Ajustement des contrats spéciaux			78 F
Pass-on pour les achats d'électricité			23 F
Écart de l'année		47 F	
Effet volume et prix sur les achats d'électricité	106 F		
Effet revenu unitaire	66 D		
<i>Aléas économiques</i>	20 D		
<i>Aléas climatiques</i>	38 D		
<i>Ajustement lié au facturé/livré 2012</i>	8 D		
Ajustement du pass-on 2012 suite à l'ajustement de l'Entente-cadre 2012	5 F		
Ajustement lié au facturé/livré de 2012	2 F		
Réduction du compte de <i>pass-on</i> 2013 <sup>(1)</sup>			24 D

<sup>(1)</sup> Pour refléter la décision D-2014-037 qui retranche du coût des approvisionnements, un montant de 30,0 M\$ non reconnu par la Régie. Tenant compte de l'impact des contrats spéciaux, la réduction du compte de *pass-on* s'élève à 24,4 M\$.

## 2.3 Charges d'exploitation

8 Les tableaux suivants présentent les charges d'exploitation du Distributeur selon  
 9 l'approche globale ainsi que le détail des activités de base avec facteurs d'indexation  
 10 particuliers et des éléments spécifiques.

**TABLEAU 6**  
**APPROCHE GLOBALE RELATIVE AUX CHARGES D'EXPLOITATION 2013 (M\$)**

Composantes	Année témoin 2013	Ajustements liés à la décision	D-2013-037 ajustée	D-2013-037 excluant BEIÉ <sup>1</sup>	Réel 2013	Écart Réel vs D-2013-037 excluant BEIÉ
Activités de base du Distributeur	1 076,4	(10,0)	1 066,4	1 066,4	954,2	(112,2)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (FIP)	308,3	(21,7)	286,6	252,3	251,8	(0,5)
Éléments spécifiques	48,1		48,1	48,1	33,1	(15,0)
Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures	5,9		5,9	5,9	5,9	-
<b>Total</b>	<b>1 438,7</b>	<b>(31,7)</b>	<b>1 407,0</b>	<b>1 372,7</b>	<b>1 245,0</b>	<b>(127,7)</b>

<sup>1</sup> Les charges reliées au BEIÉ sont reclassées dans la rubrique « Taxes », tel qu'approuvé par la Régie au paragraphe 357 de la décision D-2014-037.

**TABLEAU 7**  
**COMPOSANTES DES ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS 2013 (M\$)**

Composantes	Année témoin 2013	Ajustements liés à la décision	D-2013-037 ajustée	D-2013-037 excluant BEIÉ	Réel 2013	Écart Réel vs D-2013-037 excluant BEIÉ
Coût de retraite	107,4		107,4	107,4	107,4	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	11,6		11,6	11,6	17,7	6,1
Mesures de sécurité cybernétique	7,9		7,9	7,9	7,9	-
Inspection et retraitement des poteaux de bois	14,8		14,8	14,8	11,1	(3,7)
Dépense de mauvaises créances	75,6		75,6	75,6	78,3	2,7
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	35,0		35,0	35,0	29,4	(5,6)
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)	56,0	(21,7)	34,3	-	-	-
<b>Total</b>	<b>308,3</b>	<b>(21,7)</b>	<b>286,6</b>	<b>252,3</b>	<b>251,8</b>	<b>(0,5)</b>

**TABLEAU 8**  
**COMPOSANTES DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES 2013 (M\$)**

Composantes	Année témoin 2013	Ajustements liés à la décision	D-2013-037 ajustée	Réel 2013	Écart Réel vs D-2013-037 ajustée
Électrification du transport collectif	1,4		1,4	0,2	(1,2)
Automatisation du réseau	9,0		9,0	7,0	(2,0)
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	5,0		5,0	3,2	(1,8)
Lecture à distance - Phase 1	32,7		32,7	22,7	(10,0)
<b>Total</b>	<b>48,1</b>	<b>-</b>	<b>48,1</b>	<b>33,1</b>	<b>(15,0)</b>

**Activités de base**

- 1 L'écart de 112,2 M\$ F liés aux activités de base s'explique d'une part, par une efficience globale de 84,9 M\$, dont 80 M\$ déjà annoncés à l'année de base et, d'autre part, par
- 2 des éléments imprévus ou non récurrents de 27,3 M\$.

1       • Efficience globale (84,9 M\$ F) :

2           Le Distributeur effectue une gestion globale et dynamique de ses charges tout  
3           en visant à respecter l'enveloppe reconnue par la Régie.

4           En 2013, l'enveloppe des charges d'exploitation reconnue s'élève à 1 066,4 M\$.  
5           Lors du dépôt du dossier tarifaire R-3854-2013, le Distributeur avait annoncé,  
6           pour l'année 2013, une baisse de ses charges d'exploitation de 80 M\$  
7           attribuables aux efforts importants d'efficience déployés. Le Distributeur constate  
8           que ces gains se sont matérialisés à hauteur de 84,9 M\$.

9       • Écart résiduel (27,3 M\$ F) :

10      • Pannes majeures (8,0 M\$ D) :

11           Le coût des pannes majeures s'élève à 16 M\$ (net du montant versé au  
12           compte d'écarts relatifs aux pannes majeures) comparativement à la  
13           provision de 8 M\$ reconnue par la Régie. Le détail du coût des pannes  
14           majeures est présenté à la pièce HQD-2, document 3.1.

15      • Réclamations (14,0 M\$ F) :

16           L'écart favorable de 14,0 M\$ est dû aux règlements de dossiers de  
17           réclamations qui se sont résolus à un niveau moindre que prévu.

18      • Charges de services partagés (21,3 M\$ F) :

19           La diminution des charges de services partagés s'explique principalement  
20           par les éléments suivants :

- 21      ○ Baisse des charges provenant du Centre de services partagés (CSP) :
- 22           L'effort continu d'efficience et de rationalisation apportant des réductions  
23           de coûts de 10,5 M\$, principalement dans le domaine Immobilier, en lien  
24           avec l'optimisation et la diminution de l'espace utilisé par le Distributeur,  
25           et le domaine Services de transport.
- 26      ○ Baisse des charges provenant du Groupe Technologie : Cette baisse est  
27           attribuable pour 9,7 M\$ à des projets de développement en technologie  
28           de l'information et en innovation qui n'ont pas été effectués ou qui,

1 initialement prévus aux charges, ont été capitalisés. En effet, pour éviter  
 2 des coûts de développement indus, un repositionnement des projets TI  
 3 visant l'utilisation de solutions disponibles sur le marché a été effectué.

4 Le tableau 9 présente les composantes de la rubrique « Récupération de coûts », tandis  
 5 que le tableau 10 présente les coûts relatifs à la rubrique « Réclamation aux tiers et  
 6 autres » par types de charges.

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

Description	D-2013-037	Réel 2013	Variation Réel 2013 vs D-2013-037
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-24,3	-25,0	-0,7
Réclamations aux tiers et autres	-20,3	-30,2	-9,9
Missions effectuées à l'extérieur du Québec		-4,8	-4,8
Autres	-20,3	-25,4	-5,1
<b>Total</b>	<b>-44,6</b>	<b>-55,2</b>	<b>-10,6</b>

7 Une hausse de 9,9 M\$ des revenus de réclamations aux tiers et autres est observée par  
 8 rapport au montant reconnu. De ce montant, 4,8 M\$ sont reliés aux montants facturés  
 9 dans le cadre de missions d'assistance de dépannage aux États-Unis et au  
 10 Nouveau-Brunswick qui n'ont pas été inclus dans la prévision des revenus étant donné  
 11 la nature imprévisible de ces travaux. De plus, la hausse s'explique par un gain de 2 M\$  
 12 relatif au démantèlement d'une centrale et d'un parc de carburant, ainsi qu'une  
 13 augmentation de 1 M\$ des revenus liés aux demandes d'intervention des clients sur le  
 14 réseau de distribution.

15 Par ailleurs, cette hausse de revenus est compensée par une augmentation des coûts  
 16 liés à ces revenus, à l'exception du gain relatif au démantèlement.

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

Description	D-2013-037	Réel 2013	Variation Réel 2013 vs D-2013-037
Masse salariale	12,8	9,2	-3,6
Autres charges directes	2,6	9,4	6,8
Charges de services partagés	3,9	6,1	2,2
Amortissement et déclassement	1,0	1,5	0,5
Autres		2,0	2,0
<b>Total</b>	<b>20,3</b>	<b>28,2</b>	<b>7,9</b>

**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 (6,1 M\$ D) :

3 Le Distributeur poursuit sa stratégie auprès des ménages à faible revenu. En  
 4 2013, un nombre plus important que prévu de clients s'est qualifié afin de se  
 5 prévaloir d'une entente personnalisée. Par ailleurs, l'augmentation du nombre  
 6 d'ententes des années précédentes explique la hausse du soutien financier de  
 7 2013. En effet, les clients, qui bénéficient de ce type d'entente, obtiennent la  
 8 radiation de leur dette sur deux ans après avoir respecté les termes de l'entente  
 9 de paiement pendant deux périodes de 12 mois.

- 10 • Inspection et retraitement des poteaux de bois (3,7 M\$ F) :

11 La baisse du coût d'inspection et de retraitement par rapport à la prévision est  
 12 principalement due au fait que les poteaux inspectés sont en meilleur état que  
 13 prévu. En effet, plusieurs poteaux n'ont nécessité qu'une inspection visuelle et  
 14 une mise en inventaire, ce qui a eu pour effet de diminuer le coût moyen par

1 poteau. De plus, le volume de poteaux inspectés a été moins élevé que prévu,  
2 soit 167 411 poteaux par rapport à 180 000 pour l'année.

- 3 • Dépense de mauvaises créances (2,7 M\$ D) :

4 Le Distributeur constate que le niveau de ses comptes à recevoir de plus de 30  
5 jours est plus important, ce qui engendre un dépassement du montant reconnu  
6 pour la dépense de mauvaises créances. Cette augmentation s'explique par les  
7 ventes 2013 qui ont été plus importantes que prévues.

- 8 • Plan global en efficacité énergétique (5,6 M\$ F) :

9 L'écart est expliqué à la section 3.2 de la pièce HQD-7, document 3, qui traite du  
10 suivi budgétaire 2013 des charges d'exploitation du plan global en efficacité  
11 énergétique.

- 12 • Automatisation du réseau (2,0 M\$ F) :

13 L'écart est principalement attribuable au nombre inférieur de ressources  
14 affectées au programme comparativement à ce qui avait été prévu initialement.

- 15 • Lecture à distance - Phase 1 (10,0 M\$ F) :

16 Les activités de formation, ainsi que les coûts de réinstallation temporaire des  
17 compteurs de générations précédentes dans les zones 2 et 3 ont été moindres  
18 que prévus de 7 M\$ (Voir à cet effet la section 3.2 de la pièce HQD-6,  
19 document 19). De plus, la disposition du compte d'écarts de 2012 a été de  
20 3,0 M\$ inférieure à la prévision.

## **2.4 Autres charges**

21 La charge d'amortissement s'établit à 773,0 M\$ au 31 décembre 2013 comparativement  
22 à un montant reconnu de 779,9 M\$. La diminution de 6,9 M\$ s'explique principalement  
23 par les éléments suivants :

- 24 • Une réduction de 11,6 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations  
25 corporelles et d'actifs incorporels, comme expliqué à la section 5 de la pièce  
26 HQD-4, document 2;

- 1 • Une réduction de 5,2 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels, dont 1,2 M\$  
2 pour les programmes et activités en efficacité énergétique et 4,0 M\$ pour les  
3 logiciels et autres actifs incorporels.
- 4 • Une augmentation de 8,6 M\$ de l'amortissement des actifs corporels, dont  
5 6,5 M\$ découlant des contributions à des postes de départs privés. En effet, le  
6 Distributeur n'a pas reçu de remboursement de la part des producteurs privés en  
7 2013 contrairement à ce qui avait été anticipé, puisque la contribution versée  
8 par le Transporteur à ces producteurs privés pour le remboursement des coûts  
9 du poste de départ a été égale au maximum prévu au contrat  
10 d'approvisionnement en électricité.

## 2.5 Frais corporatifs

11 L'écart de 4,6 M\$ F est principalement attribuable à la réduction des charges et à des  
12 efforts de rationalisation supplémentaires de 5,8 M\$, diminué de l'augmentation du coût  
13 de retraite.

## 2.6 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			1 F
	D-2013-037 ajustée	Réel	Impact
Taux de la dette	6,483 %	6,557 %	5 D
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 280,0 M\$	10 137,9 M\$	6 F

## 2.7 Revenus autres que ventes d'électricité

14 Les principaux écarts liés aux revenus autres que ventes d'électricité s'expliquent  
15 comme suit :



- 1       • Facturation externe émise (11,7 M\$ D) :

2           L'écart s'explique en partie par une baisse de 6,3 M\$ des frais d'administration  
3           réels par rapport au montant reconnu par la Régie. Cette diminution est tributaire  
4           d'une gestion active des comptes à recevoir.

5           De plus, une portion de l'écart est attribuable à une croissance des abonnements  
6           moindre que prévue.

- 7       • Facturation interne émise (9,9 M\$ F) :

8           D'une part, l'écart constaté s'explique par une hausse de 4,6 M\$ des revenus  
9           auprès des autres divisions ou unités d'Hydro-Québec pour le poste « Expertise  
10          et autres ». En effet, des travaux non prévus aux ententes client-fournisseur ont  
11          été demandés en 2013.

12          D'autre part, une hausse de 5,3 M\$ provient de revenus liés à la facturation de  
13          l'usage interne de l'électricité. Cette augmentation provient principalement d'une  
14          hausse des revenus auprès du Producteur pour la consommation d'électricité  
15          des installations de la centrale nucléaire de Gentilly-2 qui, suite à l'arrêt de ses  
16          activités, est dorénavant approvisionnée par le Distributeur. La prévision des  
17          revenus d'usage interne en électricité ne considérait pas cette consommation  
18          puisque la décision d'abandonner la réfection de la centrale n'a été prise qu'en  
19          septembre 2012.

- 20      • Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental (1,2 M\$ D) :

21          Cet écart s'explique par la signature d'un protocole d'entente, prenant effet le  
22          1<sup>er</sup> janvier 2013, pour la mise en place de nouvelles modalités de  
23          remboursement du solde de la compensation financière versée à Hydro-Québec  
24          par le gouvernement du Québec.

### **3 SUIVI DE L'APPLICATION DE LA LOI 100**

25      En juin 2010, le gouvernement du Québec a adopté la Loi mettant en œuvre certaines  
26      dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre

- 1 budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100). Hydro-Québec est  
2 assujetti à l'application de cette loi.
- 3 Compte tenu des caractéristiques propres à Hydro-Québec, les efforts attendus par le  
4 gouvernement du Québec pour 2013-2014, en matière de réduction des dépenses et  
5 d'augmentation de la productivité, représentent un montant additionnel de 250 M\$ sur le  
6 bénéfice net.
- 7 Le résultat provenant des activités poursuivies de 2013 indique que cette cible a été  
8 atteinte.