

# **Proposition quant aux ajustements requis pour l'année tarifaire 2025-2026 – Distribution**

## **Phase 2**

**Suivant la décision D-2025-114**



## Table des matières

<b>1. Introduction</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Ajustements aux revenus requis pour l'année 2025</b> .....	<b>4</b>
<b>2.1. Répartition du coût de service par catégories tarifaires</b> .....	<b>8</b>
<b>3. Modalités de récupération</b> .....	<b>8</b>
<b>3.1. Ajustement à la grille des tarifs d'électricité applicables aux 1<sup>er</sup> avril 2027 et 2028</b> .....	<b>9</b>
 <b>Annexe 1 : Impacts sur l'encaisse réglementaire et la base de tarification</b> .....	<b>10</b>

### Liste des tableaux

Tableau 1 Revenus requis du Distributeur 2025 (M\$) .....	5
Tableau 2 Revenus additionnels requis et hausse tarifaire associée au 1 <sup>er</sup> avril 2025 (M\$) .....	6
Tableau 3 Revenus prévus en 2025, avant et après la hausse tarifaire .....	7
Tableau A-1 Calcul de l'encaisse réglementaire – Année témoin 2025 (M\$) .....	10
Tableau A-2 Évolution de la base de tarification de l'année témoin 2025 (M\$) .....	11
Tableau A-3 Base de tarification de l'année témoin 2025 (M\$) .....	12

## 1. Introduction

1 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« le Distributeur ») présente, à la  
2 section 2, les ajustements aux revenus requis et à la section 3, l'approche préconisée pour  
3 récupérer les coûts de distribution pour l'année tarifaire 2025 suivant la décision D-2025-114,  
4 en ce qui a trait aux coûts de l'activité Maîtrise de la végétation (ci-après le « coût additionnel »)<sup>1</sup>.

## 2. Ajustements aux revenus requis pour l'année 2025

5 Le Distributeur présente aux tableaux 1 et 2 les ajustements aux revenus requis découlant de  
6 la décision D-2025-114 ainsi que les impacts sur les revenus additionnels requis et sur la hausse  
7 tarifaire. Le détail des revenus prévus en 2025 par catégories de consommateurs, avant et après  
8 la hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2025, tel que révisés, est quant à lui présenté au tableau 3.

9 L'impact de la décision D-2025-114 sur les revenus requis du Distributeur de l'année  
10 témoin 2025, comme indiqué au tableau 2, est de 233,0 M\$. De ces revenus additionnels,  
11 114,1 M\$ sont alloués à la clientèle domestique et 118,9 M\$ à la clientèle aux tarifs généraux et  
12 industriel.

13 Les impacts sur l'encaisse réglementaire et la base de tarification sont présentés en annexe aux  
14 tableaux A-1 à A-3 de l'annexe 1.

---

<sup>1</sup> Pour rappel, l'impact de la décision D-2025-114 visé par la présente proposition n'est que pour l'année tarifaire 2025-2026, les impacts sur les revenus requis des années du cycle tarifaire 2026-2028 ayant déjà été déterminés par la Régie, comme indiqué au paragraphe 833 de sa décision [D-2026-033](#).

**Tableau 1**  
**Revenus requis du Distributeur 2025 (M\$)**

	2025		
	D-2025-022 et D-2025-033	Ajustements D-2025-114	D-2025-022 et D-2025-033 ajustées de la D-2025-114
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)
<b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>11 516,1</b>	<b>65,1</b>	<b>11 581,2</b>
<b>Achats d'électricité</b>	<b>8 372,9</b>	<b>-4,3</b>	<b>8 368,6</b>
Patrimoniale	5 886,2		5 886,2
Postpatrimoniale	2 419,0		2 419,0
Tarif de gestion de la consommation	0,0		0,0
Ajustement des contrats spéciaux <sup>1</sup>	60,8	-4,3	56,5
Achats d'électricité en réseaux non reliés	6,9		6,9
<b>Service de transport</b>	<b>3 143,2</b>	<b>69,4</b>	<b>3 212,6</b>
Charge locale	3 143,2	69,4	3 212,6
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	0,0		0,0
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>3 471,5</b>	<b>167,9</b>	<b>3 639,4</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 917,3</b>	<b>190,2</b>	<b>2 107,5</b>
Élaborer des stratégies	1,2		1,2
Ventes à l'exportation et développement de marchés	1,2		1,2
Planifier et prioriser	5,4		5,4
Gestion des approvisionnements en électricité	5,4		5,4
Concevoir et construire	127,4		127,4
Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	5,5		5,5
Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	35,9		35,9
Expertise et soutien technique aux opérations	86,0		86,0
Exploiter et commercialiser	1 646,0	190,2	1 836,2
Expérience client et commercialisation	680,4		680,4
Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	50,9		50,9
Service technique et intégration réseau	39,0		39,0
Opération et maintenance	678,8	190,2	869,1
Mesurage	86,8		86,8
Exploitation des réseaux autonomes	110,1		110,1
Facturation interne et autres cheminements directs	150,4		150,4
Coupeure des charges d'exploitation non allouée par activité <sup>2</sup>	-38,0		-38,0
Ajustements réglementaires	24,9		24,9
Coût des services passés			
Rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien	21,5		21,5
Rendement - Bornes de recharges	3,4		3,4
Radiation stocks de compteurs neufs reclassés à l'amortissement	0,0		0,0
<b>Autres charges</b>	<b>1 003,7</b>	<b>-17,1</b>	<b>986,7</b>
Achats de combustible	125,4		125,4
Amortissement	750,9	-17,1	733,8
Immobilisations corporelles en exploitation	518,5		518,5
Actifs incorporels en exploitation	21,9		21,9
Contrat de location-acquisition	10,6		10,6
Contributions internes	56,6		56,6
Actifs réglementaires	124,1	-17,1	107,0
Retraits d'actifs	5,1		5,1
Éléments hors base de tarification	14,1		14,1
Taxes	127,5		127,5
Taxe sur les services publics	67,6		67,6
Taxes municipales et scolaires	1,1		1,1
Bureau de la transition climatique et énergétique (BTCE)	58,8		58,8
<b>Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs</b>	<b>-277,7</b>		<b>-277,7</b>
Coût de retraite	-298,8		-298,8
Coût des autres régimes	21,1		21,1
<b>Frais corporatifs</b>	<b>53,8</b>		<b>53,8</b>
<b>Revenus autres que ventes d'électricité</b>	<b>-161,8</b>	<b>-0,5</b>	<b>-162,4</b>
Revenus de facturation externe	-119,1		-119,1
Revenus de facturation interne	-42,7	-0,5	-43,3
<b>Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu</b>	<b>25,6</b>		<b>25,6</b>
<b>RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>910,6</b>	<b>-4,7</b>	<b>905,9</b>
Coût des capitaux empruntés	480,1	-2,5	477,6
Coût des capitaux propres	430,5	-2,2	428,3
Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	<b>15 000,8</b>	<b>-78,0</b>	<b>14 922,7</b>
Coût moyen pondéré du capital	<b>6,071%</b>		<b>6,071%</b>
Coût de la dette	4,924%		4,924%
Taux de rendement des capitaux propres	8,200%		8,200%
<b>REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>14 987,6</b>	<b>233,0</b>	<b>15 220,6</b>

<sup>1</sup> Voir note au tableau 9.1 de la pièce HQT-D-02, document 2

<sup>2</sup> D-2025-022, paragraphe 185

**Tableau 2**  
**Revenus additionnels requis et hausse tarifaire associée au 1er avril 2025 (M\$)**

	D-2025-022 et D-2025-033 <sup>2</sup>	Loi 24 Articles 138 et 191 <sup>3</sup>	D-2025-022 et D-2025-033 ajustée de la Loi 24 Articles 138 et 191	Ajustements D-2025-114	D-2025-022 et D-2025-033 ajustées de la D-2025-114
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5) = (3) + (4)
1 <b>Revenus des ventes 2025 (sans hausse de tarif)</b>	<b>14 543,0</b>		<b>14 543,0</b>		<b>14 543,0</b>
2 <b>Revenus requis</b>					
3 Achats					
4 Achats d'électricité	8 372,9		8 372,9	-4,3	8 368,6
5 Service de transport	3 143,2		3 143,2	69,4	3 212,6
6 Coûts de distribution & services à la clientèle					
7 Charges d'exploitation	1 917,3		1 917,3	190,2	2 107,5
8 Autres charges	1 003,7		1 003,7	-17,1	986,7
9 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-277,7		-277,7		-277,7
10 Frais corporatifs	53,8		53,8		53,8
11 Revenus autres que ventes d'électricité	-161,8		-161,8	-0,5	-162,4
12 Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	25,6		25,6		25,6
13 Rendement sur la base de tarification	910,6		910,6	-4,7	905,9
14 <b>Revenus requis</b>	<b>14 987,6</b>		<b>14 987,6</b>	<b>233,0</b>	<b>15 220,6</b>
15 <b>Revenus additionnels requis 2025</b>	<b>-444,6</b>		<b>-444,6</b>	<b>-233,0</b>	<b>-677,6</b>
16 <b>Revenus des ventes 2025 excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif) <sup>1</sup></b>	<b>13 367,0</b>				<b>13 367,0</b>
17 <b>Hausse tarifaire - 1<sup>er</sup> avril 2025</b>	<b>3,3%</b>				<b>4,0%</b>
18 - Clients aux tarifs domestiques	3,6%	-0,6%	3,0%	-	3,0%
19 - Clients aux tarifs généraux	3,6%		3,6%	1,7%	5,3%
20 - Clients industriels de grande puissance (tarif L)	1,7%		1,7%	1,7%	3,4%
21 <b>Revenus générés par la hausse</b>	<b>444,6</b>	<b>-34,0</b>	<b>410,6</b>	<b>118,9</b>	<b>529,5</b>
22 <b>Manque à gagner - tarifs domestiques</b>		<b>34,0</b>	<b>34,0</b>	<b>114,1</b>	<b>148,1</b>

<sup>1</sup> Contrats spéciaux non assujettis à la hausse des clients industriels de grande puissance

<sup>2</sup> R-4270-2024 pièce HQD-7, Document 3, tableau 1

<sup>3</sup> L.Q., 2025, c. 24



## 2.1. Répartition du coût de service par catégories tarifaires

1 Le Distributeur présente à la pièce HQT-D-2, Document 2 la mise à jour de la répartition du  
2 coût de service par catégories tarifaires.

## 3. Modalités de récupération

3 Pour la clientèle domestique, le Distributeur maintient les tarifs pour l'année 2025 inchangés,  
4 compte tenu de l'article 191 de la *Loi sur la gouvernance responsable*, et n'entend donc pas  
5 récupérer le 114,1 M\$ qui y est associé auprès des autres catégories de clients.

6 Pour la clientèle aux tarifs généraux et industriel, le Distributeur propose d'étaler la  
7 récupération du montant de 118,9 M\$ auprès de ces clients prospectivement à compter du  
8 1<sup>er</sup> avril 2027 et sur les deux dernières années du cycle tarifaire 2026-2028, soit 24 mois.

9 Le Distributeur privilégie une récupération prospective qui permet d'étaler les paiements sur  
10 une période de 24 mois, atténuant ainsi l'impact tarifaire pour la clientèle concernée. Plus  
11 précisément, le Distributeur propose d'ajuster la grille des tarifs d'électricité et l'annexe I<sup>2</sup> pour  
12 les années tarifaires 2027-2028 et 2028-2029 afin de présenter de manière distincte l'impact  
13 des décisions D-2025-033 et D-2025-114 tout en ne facturant qu'un seul montant à la clientèle,  
14 soit le résultat combiné des deux décisions. L'annexe I est déposée à titre illustratif dans le but  
15 de proposer à la Régie un format reflétant les ajustements soumis dans le présent dossier.

16 Cette approche permet de refléter de manière transparente pour la clientèle l'impact de la  
17 récupération des coûts associés à la maîtrise de la végétation et de s'assurer que les factures  
18 soient facilement compréhensibles pour la clientèle touchée en évitant d'y apporter des  
19 ajustements additionnels. Puisqu'elle ne requiert aucun développement informatique, cette  
20 solution pourra être appliquée rapidement suivant la décision que la Régie rendra dans le  
21 présent dossier.

22 Le Distributeur s'engage à mettre en œuvre une communication adéquate auprès de la  
23 clientèle concernée, en amont de l'entrée en vigueur de cette mesure, et ce, par les canaux  
24 de communication appropriés. Cela étant, le Distributeur souhaite souligner le risque de  
25 confusion pour la clientèle visée qu'entraînerait une communication en deux temps des  
26 hausses de tarifs applicables pour les années tarifaires visées par cette proposition.

27 Comme indiqué à la section 3.2, le Distributeur présente aux pièces HQT-D-2, Document 3.1  
28 et Document 3.2 l'ajustement devant être apporté aux tarifs d'électricité applicables au 1<sup>er</sup> avril  
29 2027 et au 1<sup>er</sup> avril 2028 fixés de manière provisoire par la Régie, qui permettra la récupération  
30 de ce montant de proposés tiennent compte des volumes de ventes prévus, tels que reconnus  
31 par la Régie dans sa décision D-2026-033<sup>3</sup> pour la période allant du 1<sup>er</sup> avril 2027 au  
32 31 décembre 2028, ainsi que des volumes projetés pour les mois de janvier à mars de 2029

<sup>2</sup> Article 22.0.1, Loi sur Hydro-Québec.

<sup>3</sup> R-4307-2025, pièce HQD-3, Document 2 ([B-0011](#)), tableaux D-3 et D-5.

1 dans l'État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032<sup>4</sup> déposé le  
2 31 octobre 2025.

3 Les revenus additionnels découlant de la récupération prospective ne seront pas pris en  
4 compte dans le calcul du mécanisme de traitement des surplus et manque à gagner  
5 « MTSM »<sup>5</sup>. Toutefois, tout écart attribuable à un niveau de ventes différent des prévisions  
6 retenues dans le cadre de la présente proposition serait traité par le MTSM, ces écarts étant,  
7 en tout état de cause, jugés non significatifs. À titre d'exemple, une variation de 2 % du volume  
8 des ventes annuelles réalisées vs prévues, occasionnerait un écart estimé à 2,5 M\$ pour la  
9 durée de récupération de 24 mois.

### **3.1. Ajustement à la grille des tarifs d'électricité applicables aux 1<sup>er</sup> avril 2027 et 2028**

10 Le Distributeur présente aux pièces HQT-D-2, Document 3.1 et Document 3.2, respectivement,  
11 l'ajustement à la grille des tarifs d'électricité applicables aux 1<sup>er</sup> avril 2027 et 2028 qui reflète  
12 sa proposition pour la mise en application de la décision D-2025-114.

---

<sup>4</sup> [État d'avancement 2025](#), tableau 2.1.

<sup>5</sup> Mécanisme de traitement des surplus et manque à gagner « MTSM » dont les modalités proposées seront déposées à la Régie au 1<sup>er</sup> semestre de 2026.

## Annexe 1 : Impacts sur l'encaisse réglementaire et la base de tarification

**Tableau A-1**  
**Calcul de l'encaisse réglementaire – Année témoin 2025 (M\$)**

	Description des variables	Dépenses 2025 (1)	Net (2)	Taux (2) / 365 JRS (3)	Encaisse (1) X (3)
1	Charges d'exploitation et d'entretien				
2	Salaires nets	362,8	29,76	8,15%	29,6
3	Remises gouvernementales	316,2	22,76	6,24%	19,7
4	Autres dépenses	1 125,9	13,76	3,77%	42,4
		1 804,9			
5	Taxes				
6	Taxe sur les services publics	67,6	170,76	46,78%	31,6
7	Taxes foncières	1,1	109,26	29,93%	0,3
8	Bureau de la transition climatique et énergétique (BTCE)	58,8	2,76	0,76%	0,4
9	Achats				
10	Achats d'électricité	8 368,6	13,76	3,77%	315,4
11	Achats de service de transport	3 212,6	13,76	3,77%	121,1
12	Achats de combustible	125,4	13,76	3,77%	4,7
13	Effet des taxes à la consommation				(80,1)
14	Provision pour créances douteuses				(402,5)
15	<b>Total de l'encaisse réglementaire</b>				<b>82,8</b>

**Tableau A-2**  
**Évolution de la base de tarification de l'année témoin 2025 (M\$)**

	31 déc 2024 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc 2025 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	11 280,2	1 032,0	(518,5)	(5,1)	-	11 788,7
2 Actifs incorporels	158,5	35,4	(21,9)	-	-	172,0
3 Contrats de location-acquisition	306,8	62,9	(10,6)	-	-	359,1
4 Contributions internes	1 651,8	5,4	(56,6)	-	-	1 600,7
5 Actifs réglementaires	1 033,7	442,6	(107,0)	-	-	1 369,3
6 Autres actifs	1,4	-	-	-	Note 1 (1,4)	0,0
7 Fonds de roulement	330,1	-	-	-	37,0	367,1
8 <b>Total</b>	<b>14 762,7</b>	<b>1 578,4</b>	<b>(714,6)</b>	<b>(5,1)</b>	<b>35,6</b>	<b>15 656,9</b>

Note 1 : Amortissement de l'inbuvaigique imputé aux charges d'exploitation  
 Note 2 : Ajustement de l'encaisse et des stocks

**Tableau A-3**  
**Base de tarification de l'année témoin 2025 (M\$)**

	1er janvier 2025 Projeté (1)	31 janvier 2025 Projeté (2)	28 février 2025 Projeté (3)	31 mars 2025 Projeté (4)	30 avril 2025 Projeté (5)	31 mai 2025 Projeté (6)	30 juin 2025 Projeté (7)	31 juillet 2025 Projeté (8)	31 août 2025 Projeté (9)	30 septembre 2025 Projeté (10)	31 octobre 2025 Projeté (11)	30 novembre 2025 Projeté (12)	31 décembre 2025 Projeté (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2025 Projeté (15) = (14) / 13
<b>1 Immobilisations corporelles en exploitation</b>	<b>21 588,8</b>	<b>21 644,3</b>	<b>21 706,6</b>	<b>21 781,5</b>	<b>21 843,6</b>	<b>21 925,2</b>	<b>21 993,8</b>	<b>22 068,2</b>	<b>22 143,3</b>	<b>22 213,9</b>	<b>22 294,5</b>	<b>22 373,4</b>	<b>22 605,6</b>	<b>286 182,7</b>	<b>22 014,1</b>
2 Lignes aériennes de distribution	13 223,8	13 256,2	13 293,4	13 335,7	13 373,8	13 425,5	13 469,0	13 512,9	13 554,1	13 594,0	13 643,0	13 689,9	13 816,5	175 188,0	13 476,0
3 Lignes souterraines de distribution	5 375,5	5 391,9	5 410,6	5 430,7	5 448,6	5 471,4	5 492,8	5 515,8	5 536,5	5 557,3	5 580,9	5 603,3	5 645,7	71 460,9	5 497,0
4 Réseaux autonomes	1 796,2	1 800,0	1 804,0	1 813,2	1 817,1	1 821,3	1 825,2	1 828,3	1 836,0	1 840,3	1 844,2	1 849,3	1 889,3	23 764,5	1 828,0
5 Équipements de mesurage	1 276,8	1 279,4	1 281,4	1 280,8	1 282,6	1 285,1	1 289,0	1 293,0	1 298,1	1 303,5	1 307,3	1 311,0	1 305,5	16 793,5	1 291,8
6 Actifs de soutien	12,6	12,9	13,2	17,3	17,6	17,9	18,2	18,5	18,8	19,2	19,5	20,8	51,6	258,1	19,9
7 Autres actifs de réseaux	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	163,8	12,6
8 Postes de distribution	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	149,7	11,5
9 Contributions externes	(120,2)	(120,2)	(120,2)	(120,2)	(120,2)	(120,2)	(124,5)	(124,5)	(124,5)	(124,5)	(124,5)	(125,0)	(127,2)	(1 595,8)	(122,8)
<b>10 Amortissement cumulé</b>	<b>10 308,6</b>	<b>10 351,4</b>	<b>10 394,1</b>	<b>10 435,0</b>	<b>10 477,8</b>	<b>10 520,8</b>	<b>10 563,9</b>	<b>10 607,1</b>	<b>10 650,5</b>	<b>10 693,2</b>	<b>10 736,0</b>	<b>10 779,0</b>	<b>10 816,9</b>	<b>137 338,3</b>	<b>10 564,2</b>
11 Lignes aériennes de distribution	6 166,5	6 184,5	6 202,4	6 220,3	6 238,3	6 256,4	6 274,6	6 292,8	6 311,1	6 328,7	6 346,4	6 364,1	6 381,9	81 568,1	6 274,5
12 Lignes souterraines de distribution	2 553,2	2 563,3	2 573,3	2 583,4	2 593,6	2 603,7	2 614,0	2 624,2	2 634,5	2 644,8	2 655,2	2 665,6	2 676,1	33 985,0	2 614,2
13 Réseaux autonomes	859,3	866,6	873,9	881,1	888,4	895,6	902,9	910,1	917,4	924,6	931,9	939,1	946,3	11 737,1	902,9
14 Équipements de mesurage	778,7	785,3	791,8	796,7	803,2	809,8	816,4	823,1	829,7	836,4	843,1	849,8	856,3	10 615,4	816,6
15 Actifs de soutien	(58,5)	(57,4)	(56,3)	(55,2)	(54,0)	(52,9)	(51,8)	(50,6)	(49,5)	(48,4)	(47,2)	(46,1)	(45,0)	(672,7)	(51,7)
16 Autres actifs de réseaux	10,1	10,1	10,1	10,2	10,2	10,2	10,2	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	132,9	10,3
17 Postes de distribution	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	140,8	10,8
18 Contributions externes	(11,5)	(11,8)	(12,1)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)	(13,5)	(13,8)	(14,1)	(14,4)	(14,7)	(15,0)	(172,2)	(13,2)
<b>19 Valeur nette</b>	<b>11 280,2</b>	<b>11 292,9</b>	<b>11 312,5</b>	<b>11 346,6</b>	<b>11 365,8</b>	<b>11 404,4</b>	<b>11 429,9</b>	<b>11 461,1</b>	<b>11 492,8</b>	<b>11 520,7</b>	<b>11 558,5</b>	<b>11 594,3</b>	<b>11 788,7</b>	<b>148 848,4</b>	<b>11 449,9</b>
20 Lignes aériennes de distribution	7 057,3	7 071,7	7 091,1	7 115,4	7 135,7	7 169,1	7 194,4	7 220,0	7 243,0	7 265,3	7 296,6	7 325,8	7 434,6	93 619,9	7 201,5
21 Lignes souterraines de distribution	2 822,3	2 828,6	2 837,2	2 847,2	2 855,0	2 867,7	2 878,8	2 891,6	2 902,1	2 912,5	2 925,7	2 937,7	2 969,6	37 475,9	2 882,8
22 Réseaux autonomes	936,9	933,5	930,1	932,1	928,7	925,7	922,3	918,2	915,7	912,4	910,2	907,9	905,0	12 027,4	925,2
23 Équipements de mesurage	498,1	494,1	489,6	484,1	479,3	475,3	472,6	470,0	468,4	467,1	464,2	461,2	454,1	6 178,2	475,2
24 Actifs de soutien	71,1	70,3	69,5	72,4	71,6	70,8	70,0	69,2	68,3	67,5	66,7	66,9	66,6	930,8	71,6
25 Autres actifs de réseaux	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	30,9	2,4
26 Postes de distribution	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	8,8	0,7
27 Contributions externes	(108,7)	(108,4)	(108,1)	(107,9)	(107,6)	(107,3)	(111,2)	(110,9)	(110,6)	(110,3)	(110,0)	(110,3)	(112,1)	(1 423,6)	(109,5)
<b>28 Actifs incorporels</b>	<b>158,5</b>	<b>156,4</b>	<b>158,0</b>	<b>156,1</b>	<b>154,2</b>	<b>155,9</b>	<b>154,1</b>	<b>152,2</b>	<b>154,2</b>	<b>152,5</b>	<b>150,8</b>	<b>152,7</b>	<b>172,0</b>	<b>2 027,5</b>	<b>156,0</b>
29 Logiciels	90,8	88,7	86,7	84,8	82,9	81,0	79,2	77,3	75,6	73,9	72,2	70,5	89,8	1 053,5	81,0
30 Autres actifs incorporels	67,7	67,7	71,3	71,3	71,3	74,9	74,9	74,9	78,5	78,5	78,5	82,1	82,1	974,1	74,9
<b>31 Contrats de location-acquisition</b>	<b>306,8</b>	<b>306,5</b>	<b>306,2</b>	<b>306,1</b>	<b>306,1</b>	<b>306,6</b>	<b>306,8</b>	<b>306,8</b>	<b>307,3</b>	<b>309,2</b>	<b>319,7</b>	<b>321,5</b>	<b>359,1</b>	<b>4 068,6</b>	<b>313,0</b>
<b>32 Contributions internes</b>	<b>1 651,8</b>	<b>1 647,1</b>	<b>1 642,4</b>	<b>1 637,7</b>	<b>1 633,0</b>	<b>1 628,3</b>	<b>1 627,9</b>	<b>1 623,1</b>	<b>1 618,4</b>	<b>1 613,7</b>	<b>1 609,0</b>	<b>1 604,8</b>	<b>1 600,7</b>	<b>21 138,2</b>	<b>1 626,0</b>
<b>33 Actifs réglementaires</b>	<b>1 033,7</b>	<b>1 025,2</b>	<b>1 016,7</b>	<b>1 009,1</b>	<b>1 000,6</b>	<b>992,1</b>	<b>984,6</b>	<b>976,3</b>	<b>968,2</b>	<b>960,7</b>	<b>952,4</b>	<b>944,1</b>	<b>1 369,3</b>	<b>13 233,2</b>	<b>1 017,9</b>
34 Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance	738,8	731,4	724,0	716,6	709,2	701,7	694,3	686,9	679,5	672,1	664,6	657,2	1 082,7	9 459,0	727,6
35 Aide financière REM	282,4	281,4	280,4	279,4	278,3	277,3	276,3	275,3	274,3	273,3	272,3	271,2	270,2	3 592,1	276,3
36 Maîtrise de la végétation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37 Autres actifs réglementaires	12,5	12,4	12,4	13,2	13,1	13,0	14,0	14,2	14,4	15,4	15,5	16,4	182,1	14,0	
<b>38 Autres actifs</b>	<b>1,4</b>	<b>1,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,6</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>4,3</b>	<b>0,3</b>
<b>39 Fonds de roulement</b>	<b>330,1</b>	<b>357,1</b>	<b>358,0</b>	<b>358,9</b>	<b>359,8</b>	<b>360,7</b>	<b>361,7</b>	<b>362,6</b>	<b>363,5</b>	<b>364,4</b>	<b>365,3</b>	<b>366,2</b>	<b>367,1</b>	<b>4 675,4</b>	<b>359,6</b>
40 Encaisse réglementaire	56,7	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	1 050,2	80,8
41 Matériaux, combustibles et fournitures	273,4	274,3	275,2	276,1	277,0	278,0	278,9	279,8	280,7	281,6	282,5	283,4	284,3	3 625,2	278,9
<b>42 Total</b>	<b>14 762,7</b>	<b>14 786,4</b>	<b>14 794,8</b>	<b>14 815,0</b>	<b>14 819,9</b>	<b>14 848,1</b>	<b>14 864,9</b>	<b>14 882,2</b>	<b>14 904,3</b>	<b>14 921,1</b>	<b>14 955,6</b>	<b>14 983,7</b>	<b>15 656,9</b>	<b>193 995,5</b>	<b>14 922,7</b>