

## **Autres charges**



**Table des matières**

<b>1</b>	<b>Évolution 2017 à 2019.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Achats de services de transport .....</b>	<b>5</b>
2.1	CRT.....	6
2.2	RTA.....	7
2.3	ÉLL .....	8
2.4	SCHM .....	8
<b>3</b>	<b>Achats d'électricité .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Amortissement.....</b>	<b>9</b>
4.1	Immobilisations corporelles en exploitation .....	9
4.2	Retraits d'actifs .....	9
<b>5</b>	<b>Taxes.....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>Autres revenus de facturation interne .....</b>	<b>11</b>

**Liste des tableaux**

Tableau 1	Autres charges (M\$) .....	5
Tableau 2	Achats de services de transport (M\$) .....	6
Tableau 3	Tarifs de services de transport de CRT .....	6
Tableau 4	Achats d'électricité (M\$).....	8
Tableau 5	Amortissement (M\$) .....	9
Tableau 6	Retraits d'actifs et mises en service (M\$) .....	10
Tableau 7	Taxes (M\$).....	11
Tableau 8	Autres revenus de facturation interne (M\$).....	12



## 1 Évolution 2017 à 2019

- 1 Le tableau 1 présente l'évolution des autres charges pour les années 2017 à 2019. Au bas
- 2 du tableau, les données sont réparties entre les activités de base et les facteurs Y.

**Tableau 1  
Autres charges (M\$)**

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-35	Année de base	
<b>Achats de services de transport</b>	<b>19,0</b>	<b>18,9</b>	<b>22,1</b>	<b>22,6</b>
<b>Achats d'électricité</b>	<b>15,2</b>	<b>15,7</b>	<b>15,5</b>	<b>15,7</b>
<b>Amortissement</b>	<b>1 047,4</b>	<b>1 060,7</b>	<b>1 045,0</b>	<b>1 068,4</b>
Immobilisations corporelles en exploitation	939,8	971,4	959,1	997,8
Autres	107,6	89,3	85,9	70,6
<b>Taxes</b>	<b>98,7</b>	<b>105,4</b>	<b>105,4</b>	<b>106,0</b>
Services publics	85,1	90,6	90,6	91,8
Municipales et scolaires	13,6	14,8	14,8	14,2
<b>Autres revenus de facturation interne</b>	<b>(47,3)</b>	<b>(46,8)</b>	<b>(46,4)</b>	<b>(45,3)</b>
<b>Total</b>	<b>1 133,0</b>	<b>1 153,9</b>	<b>1 141,6</b>	<b>1 167,4</b>
Activités de base	(13,1)	(12,2)	(8,8)	(7,0)
Facteur Y				
-Amortissement	1 047,4	1 060,7	1 045,0	1 068,4
-Taxes	98,7	105,4	105,4	106,0
<b>Total</b>	<b>1 133,0</b>	<b>1 153,9</b>	<b>1 141,6</b>	<b>1 167,4</b>

- 3 Les principales caractéristiques et l'analyse de l'évolution de ces charges sont présentées
- 4 dans les sections suivantes.

## 2 Achats de services de transport

- 5 Le tableau 2 présente l'évolution des achats de services de transport pour les années 2017
- 6 à 2019 pour les fournisseurs suivants : la Société de transmission électrique de Cedars
- 7 Rapids limitée (« CRT »), Rio Tinto Alcan Inc. (« RTA »), Énergie La Lièvre s.e.c. (« ÉLL »),
- 8 la Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan (la « SCHM ») et autres.

**Tableau 2**  
**Achats de services de transport (M\$)**

Services de transport	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-035	Année de base	
CRT	5,5	5,4	5,4	5,7
RTA	11,4	11,3	14,5	14,5
ÉLL	1,0	1,1	1,1	1,1
SCHM	1,0	1,0	1,0	1,2
Autres	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>19,0</b>	<b>18,9</b>	<b>22,1</b>	<b>22,6</b>

## 2.1 CRT

- 1 Le Transporteur commercialise la capacité de transport de CRT et, pour ce faire, achète
- 2 toute la capacité de 325 MW en réception et en livraison de CRT, soit 650 MW au total.
- 3 Cette capacité a été achetée jusqu'en 2019 inclusivement.
- 4 Les tarifs de CRT pour l'année 2018 tiennent compte du coût moyen pondéré du capital
- 5 (« CMPC ») autorisé par la Régie pour le Transporteur pour l'année 2018<sup>1</sup>.
- 6 Les tarifs de CRT pour l'année 2019 tiennent compte du CMPC de la présente demande<sup>2</sup>.
- 7 Ces tarifs seront provisoires jusqu'à ce que la Régie rende sa décision sur le CMPC.
- 8 À titre informatif, le tableau 3 présente les tarifs applicables de CRT pour l'année 2018 ainsi
- 9 que les estimations pour l'année 2019.

**Tableau 3**  
**Tarifs de services de transport de CRT**

Tarifs et période d'application			À compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2018	À compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2019
Annuel	ferme	\$/kW/an	8,20	8,60
Mensuel	ferme	\$/kW/mois	0,68	0,72
Mensuel	non ferme	\$/kW/mois	0,68	0,72
Hebdomadaire	ferme	\$/kW/semaine	0,16	0,17
Hebdomadaire	non ferme	\$/kW/semaine	0,16	0,17
Quotidien	ferme	\$/kW/jour	0,03	0,03
Quotidien	non ferme	\$/kW/jour	0,02	0,02
Horaire	non ferme	\$/MW/heure	0,94	0,98

<sup>1</sup> R-4012-2017, D-2018-035, par 23.

<sup>2</sup> HQT-8, Document 1, page 8.

1 Afin d'établir le coût facturé à un client du service de transport, CRT tient compte des tarifs  
2 applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 pour le service utilisé, de la capacité réservée par  
3 le client et du taux de pertes de 1,6 %. Ainsi, dans le cas du Transporteur, la facture  
4 estimée de l'année 2019 pour une réservation de 650 MW est de 5,7 M\$.

## 2.2 RTA

5 La projection des achats de service de transport est de 14,5 M\$ pour les années 2018 et  
6 2019 respectivement sur le réseau de RTA afin d'alimenter des charges du Distributeur  
7 dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean.

8 Ce service est payé à RTA en fonction d'un contrat de service de transport d'électricité et,  
9 pour certaines de ces charges, selon un contrat d'usage pour deux lignes de RTA.

10 Le contrat de service de transport d'électricité<sup>3</sup>, échu en date du 31 décembre 2015, a été  
11 approuvé par la Régie. Le Transporteur estime un coût de service de transport de 13,1 M\$  
12 pour les années 2018 et 2019 respectivement, sous réserve de la décision de la Régie dans  
13 le dossier en cours de traitement, qui vise une demande de fixation des conditions d'un  
14 contrat de service de transport d'électricité<sup>4</sup>.

15 Par ailleurs, en suivi de la décision D-2016-029<sup>5</sup>, et afin de permettre à la Régie de mieux  
16 apprécier la révision de la prévision des besoins des services de transport pour  
17 l'année 2019 lorsqu'elle sera transmise à RTA<sup>6</sup>, le Transporteur dépose, sous pli  
18 confidentiel à la pièce HQT-6, Document 6.1, la prévision des besoins de transport ayant  
19 servi à l'établissement du coût de service de transport d'électricité auprès de RTA pour  
20 l'année 2019. La Régie recevra la révision de cette prévision en novembre 2018.

21 Le Transporteur a démontré à la Régie que le maintien du contrat d'usage de lignes de RTA  
22 est dans le meilleur intérêt du Transporteur et de sa clientèle<sup>7</sup>, et ce, jusqu'à ce qu'un  
23 événement déclencheur (tel l'ajout d'une charge importante ou tout autre besoin) en justifie  
24 le changement. Ainsi, le Transporteur prévoit que le coût d'usage sera de 1,4 M\$ pour les  
25 années 2018 et 2019 respectivement.

---

<sup>3</sup> R-3892-2014, D-2014-145.

<sup>4</sup> R-3984-2016

<sup>5</sup> R-3934-2015, D-2016-029, par. 135.

<sup>6</sup> R-3903-2014, D-2015-017, par. 303.

<sup>7</sup> R-3981-2016, D-2017-021, par. 273, 274 et 283.

**2.3 ÉLL**

1 Un contrat de service de transport d'électricité a été conclu avec ÉLL afin d'alimenter l'usine  
 2 de Papier Masson Ltée située à Gatineau (secteur Masson-Angers). Ce contrat<sup>8</sup> approuvé  
 3 par la Régie, d'une durée initiale de cinq ans, a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et a été renouvelé  
 4 le 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour une période de cinq ans, jusqu'au 31 décembre 2018. À compter du  
 5 1<sup>er</sup> janvier 2019, une période additionnelle de cinq ans s'ajoutera et ce, jusqu'au  
 6 31 décembre 2023.

7 La projection des achats de service de transport sur le réseau d'ÉLL, incluant un service de  
 8 support de tension dynamique, est de 1,1 M\$ pour les années 2018 et 2019 respectivement.

**2.4 SCHM**

9 Un contrat de service de transport a été conclu avec la SCHM, afin d'alimenter les clients de  
 10 la charge locale du Distributeur situés à l'intérieur du périmètre de ce réseau. Ce contrat<sup>9</sup>  
 11 approuvé par la Régie, d'une durée initiale de six ans, a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2010.  
 12 Le Transporteur l'a renouvelé pour une durée additionnelle de cinq ans débutant le  
 13 1<sup>er</sup> janvier 2016.

14 La projection des achats de service de transport sur le réseau de la SCHM est de 1,0 M\$  
 15 pour l'année 2018 et de 1,2 M\$ pour l'année 2019.

**3 Achats d'électricité**

16 Le Distributeur facture aux autres unités d'Hydro-Québec leur usage interne d'électricité sur  
 17 la base de la consommation réelle mesurée à l'aide de compteurs et des tarifs en vigueur  
 18 selon les Tarifs et conditions du Distributeur.

19 Le tableau 4 présente l'évolution des achats d'électricité pour les années 2017 à 2019.

**Tableau 4  
 Achats d'électricité (M\$)**

Tarifs	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-035	Année de base	
G	1,1	1,0	1,1	1,1
M	4,9	5,5	5,3	5,4
LG	2,0	2,0	2,0	2,0
T3	7,2	7,2	7,1	7,2
<b>Total</b>	<b>15,2</b>	<b>15,7</b>	<b>15,5</b>	<b>15,7</b>

<sup>8</sup> R-3636-2007, D-2010-087.

<sup>9</sup> R-3829-2012, D-2013-026 et D-2013-026R.



#### 4 Amortissement

1 Le tableau 5 présente l'évolution de la charge d'amortissement pour les années 2017  
2 à 2019.

**Tableau 5  
Amortissement (M\$)**

Composantes	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-035	Année de base	
Immobilisations corporelles en exploitation	939,8	971,4	959,1	997,8
Actifs incorporels	29,8	32,9	29,4	24,6
Actifs réglementaires	4,2	3,7	3,6	2,9
Retraits d'actifs	83,0	62,3	62,3	58,4
Radiation de projets	9,7	10,0	10,0	10,0
Frais reportés	(19,1)	(19,6)	(19,4)	(25,3)
<b>Total</b>	<b>1 047,4</b>	<b>1 060,7</b>	<b>1 045,0</b>	<b>1 068,4</b>

3 Le Transporteur évalue le total de la charge d'amortissement pour 2019 à 1 068,4 M\$, soit  
4 une augmentation de 7,7 M\$ par rapport au montant autorisé par la Régie pour l'année  
5 2018.

##### 4.1 Immobilisations corporelles en exploitation

6 Une augmentation de 26,4 M\$ pour 2019 par rapport au montant autorisé pour l'année 2018  
7 s'explique essentiellement par l'amortissement découlant des mises en service réalisées en  
8 2017 ainsi que de celles prévues en 2018 et 2019.

9 En ce qui concerne la variation entre l'année de base et le montant autorisé par la Régie  
10 pour l'année témoin 2018, la baisse de 12,3 M\$ s'explique principalement par  
11 l'amortissement découlant des mises en service réalisées en 2017 ainsi que de celles  
12 prévues en 2018.

##### 4.2 Retraits d'actifs

13 Le tableau 6 présente l'historique des retraits d'actifs des cinq dernières années<sup>10</sup> ainsi que  
14 les prévisions pour les années 2018 et 2019.

<sup>10</sup> R-3669-2008, D-2009-015, p. 31.

**Tableau 6**  
**Retraits d'actifs et mises en service (M\$)**

	2013	2014	2015	2016	2017	Année de base 2018	Année témoin 2019
Retraits de nature courante	45,4	40,2	43,2	42,7	32,6	52,3	48,4
Autres retraits	4,0	24,4	3,9	0,2	33,8	10,0	10,0
<b>Retraits totaux</b>	<b>49,4</b>	<b>64,6</b>	<b>47,1</b>	<b>42,9</b>	<b>66,4</b>	<b>62,3</b>	<b>58,4</b>
Mises en service ne générant pas de revenus additionnels	747,8	742,6	1 046,0	1 052,8	1 225,6	1 163,6	1 231,0
Contributions internes						0,1	13,2
Remplacement disjoncteurs de modèle PK				(96,6)	(291,0)	(15,3)	
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île					(88,4)	(141,7)	(213,6)
<b>Mises en service ne générant pas de revenus additionnels - Ajustées</b>	<b>747,8</b>	<b>742,6</b>	<b>1 046,0</b>	<b>956,2</b>	<b>846,2</b>	<b>1 006,7</b>	<b>1 030,6</b>
Mises en service générant des revenus additionnels	653,5	1 043,7	722,6	35,0	819,9	326,5	888,3
Contributions internes	58,1	59,1	95,7	285,1	3,7	239,0	-
Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île							(551,0)
<b>Mises en service générant des revenus additionnels - Ajustées</b>	<b>711,6</b>	<b>1 102,8</b>	<b>818,3</b>	<b>320,1</b>	<b>823,6</b>	<b>565,5</b>	<b>337,3</b>
<b>Total des MES - Ajustées</b>	<b>1 459,4</b>	<b>1 845,4</b>	<b>1 864,3</b>	<b>1 276,3</b>	<b>1 669,8</b>	<b>1 572,2</b>	<b>1 367,9</b>
<b>Ratio Pérennité</b>							
Retraits de nature courante - Pérennité / mises en service ne générant pas de revenus additionnels	5,8%	5,3%	4,0%	4,3%	3,4%	N/D	4,6%
<b>Ratio Croissance</b>							
Retraits de nature courante - Croissance / mises en service générant des revenus additionnels	0,2%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	N/D	0,3%

1 **Retraits de nature courante**

2 Les ratios moyens pour la période historique 2013 à 2017 sont de 4,6% et 0,3% pour les  
3 projets de catégories « Pérennité » et « Croissance des besoins » respectivement. Ces  
4 ratios tiennent compte des ajustements suivants : le retrait des montants liés aux mises en  
5 service des projets de Ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'Île et de remplacement  
6 des disjoncteurs de modèle PK ainsi que le retrait des contributions internes, comme  
7 précisé au dossier tarifaire 2018<sup>11</sup>, afin d'améliorer l'acuité de la prévision des retraits de  
8 nature courante pour l'année témoin 2019.

9 Dans ce contexte, le Transporteur établit son niveau de retraits de nature courante pour  
10 l'année témoin 2019 à 48,4 M\$ en se basant sur les ratios historiques des années 2013 à  
11 2017 pour les deux catégories précitées.

12 Pour l'année de base 2018, le Transporteur s'attend toujours à réaliser le montant autorisé  
13 de 52,3 M\$<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> R-4012-2017, HQT-6, Document 6, p 10 et 11

<sup>12</sup> R-4012-2017, D-2018-021 et D-2018-035.

1 **Autres retraits**

2 Le Transporteur poursuit ses travaux de mise en conformité et corroboration pour des actifs  
3 d'aménagements civils, d'appareillage électrique et de télécommunications et compte  
4 réaliser des retraits associés à ces travaux pour un montant de 10 M\$ pour l'année témoin  
5 2019.

**5 Taxes**

6 Le tableau 7 présente l'évolution des taxes attribuées au Transporteur pour les années 2017  
7 à 2019.

**Tableau 7  
Taxes (M\$)**

Composantes	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-035	Année de base	
Services publics	85,1	90,6	90,6	91,8
Municipales et scolaires	13,6	14,8	14,8	14,2
<b>Total</b>	<b>98,7</b>	<b>105,4</b>	<b>105,4</b>	<b>106,0</b>

8 La croissance de la taxe sur les services publics entre l'année autorisée 2018 et l'année  
9 témoin 2019 est attribuable aux nouvelles mises en service.

**6 Autres revenus de facturation interne**

10 Cette section présente les revenus de facturation interne reliés à la facturation à coût  
11 complet de la portion des actifs de télécommunications du Transporteur utilisée par les  
12 autres divisions ou groupe de l'entreprise.

13 Le tableau 8 présente le détail de cette facturation interne.

**Tableau 8**  
**Autres revenus de facturation interne (M\$)**

Clients	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-035	Année de base	
Groupe Technologie	(29,5)	(27,5)	(27,5)	(27,0)
Hydro-Québec Production	(6,8)	(6,9)	(6,9)	(6,1)
Hydro-Québec Distribution	(2,9)	(3,0)	(3,0)	(3,2)
Hydro-Québec Équipement	(3,1)	(3,0)	(3,0)	(3,2)
<b>Total avant rendement</b>	<b>(42,3)</b>	<b>(40,4)</b>	<b>(40,4)</b>	<b>(39,5)</b>
Rendement sur les actifs	(5,0)	(6,4)	(6,0)	(5,8)
<b>Total après rendement</b>	<b>(47,3)</b>	<b>(46,8)</b>	<b>(46,4)</b>	<b>(45,3)</b>