REVENUS REQUIS
ET
PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M$ INTÉGRÉS
MAIS NON AUTORISÉS

TABLE DES MATIÈRES

1. REVENUS REQUIS 5
1.1. Composantes des revenus requis 5
1.2. Prévision du bénéfice réglementé et rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2016 9
2. PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M$ INTÉGRÉS MAIS NON AUTORISÉS 10

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Composantes des revenus requis 5
Tableau 2 : Composantes détaillées des revenus requis 6
Tableau 2 (suite) : Composantes détaillées des revenus requis 7
Tableau 2 (suite) : Composantes détaillées des revenus requis 8
Tableau 3 : Prévision du bénéfice réglementé de l'année de base 2016 9
Tableau 4 : Calcul du rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2016 9
Tableau 5 : Revenus des ventes nets des achats d'électricité de l'année de base 2016 10

1. REVENUS REQUIS

1.1. Composantes des revenus requis

Le tableau 1 présente le sommaire des composantes des revenus requis du Distributeur. Pour l'année témoin 2017, les revenus requis s'élèvent à 11 787 M$, en hausse de 31 M$ par rapport au montant reconnu par la Régie dans la décision D-2016-033.

TABLEAU 1 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS (M$)

	Année historique 2015	2016		Année témoin 2017
		D-2016-033	Année de base	
REVENUS REQUIS	**11 662,3**	**11 756,1**	**11 589,0**	**11 787,4**
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	**8 745,3**	**8 986,5**	**8 896,5**	**8 724,2**
Achats d'électricité	**5 961,4**	**6 235,6**	**6 145,6**	**5 807,6**
Service de transport	**2 783,9**	**2 750,9**	**2 750,9**	**2 916,6**
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	**2 917,0**	**2 769,6**	**2 692,5**	**3 063,2**
Charges d'exploitation	**1 260,9**	**1 221,2**	**1 213,4**	**1 167,3**
Autres charges	**871,8**	**786,7**	**788,9**	**1 116,0**
Frais corporatifs	**32,0**	**30,6**	**30,4**	**31,8**
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	**752,3**	**731,1**	**659,8**	**748,1**
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION [1]	**7,10%**	**6,95%**	**6,14%**	**6,94%**
Taux				
Capitaux empruntés	6,35%	6,28%	6,23%	6,26%
Capitaux propres	8,50%	8,20%	5,98%	8,20%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	**10 590,2**	**10 519,6**	**10 743,3**	**10 780,6**

(1) Déterminé à partir d'une structure de capital composée de 65 % de capitaux empruntés et de 35 % de capitaux propres (D-2003-093, page 51).

Les composantes détaillées des revenus requis pour l'année historique 2015, celles reconnues par la Régie pour l'année 2016, celles de l'année de base 2016 ainsi que celles pour l'année témoin projetée 2017 sont présentées au tableau 2.

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

	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033 (1)	D-2016-033 (2)	Année de base	
REVENUS REQUIS	**11 662,3**	**11 756,1**	**11 756,1**	**11 589,0**	**11 787,4**
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	**8 745,3**	**8 986,5**	**8 986,5**	**8 896,5**	**8 724,2**
• **Achats d'électricité**	**5 961,4**	**6 235,6**	**6 235,6**	**6 145,6**	**5 807,6**
Patrimoniale	4 399,4	4 515,2	4 515,2	4 437,6	4 480,4
Postpatrimoniale	1 671,9	1 546,0	1 546,0	1 529,6	1 615,1
Tarif de gestion de la consommation	30,8			9,8	
Ajustement des contrats spéciaux	-156,4	-184,5	-184,5	-196,9	-290,3
Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité 2013		56,4	56,4	56,4	
Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité 2014	135,8	191,3	191,3	191,3	
Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité 2015	-120,1	111,2	111,2	111,2	9,0
Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité 2016				6,6	-6,6
• **Service de transport**	**2 783,9**	**2 750,9**	**2 750,9**	**2 750,9**	**2 916,6**
Charge locale	2 801,6	2 743,6	2 743,6	2 743,6	2 909,8
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	-7,6	2,3	2,3	2,3	6,8
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2013	-0,6				
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2014	-4,5				
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	-5,0	5,0	5,0	5,0	
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	**2 917,0**	**2 769,6**	**2 769,6**	**2 692,5**	**3 063,2**
Charges d'exploitation	**1 260,9**	**1 221,2**	**1 221,2**	**1 213,4**	**1 167,3**
• Charges brutes directes	1 039,8	1 042,3	1 018,8	969,2	928,9
Masse salariale	664,7	640,7	632,4	611,2	558,7
Salaire de base	404,6	437,3	431,5	414,4	422,6
Temps supplémentaire	47,4	39,2	37,7	36,4	33,8
Primes et revenus divers	27,2	26,7	26,7	26,1	26,2
Rémunération incitative selon la performance	4,9	3,7	3,7	2,1	2,2
Autres primes	22,3	23,0	23,0	24,0	24,0
Avantages sociaux	185,5	137,5	136,5	134,3	76,1
Avantages sociaux - Coût de retraite	105,3	48,3	48,3	24,3	21,6
Compte d'écarts - Coût de retraite	-8,2	3,5	3,5	27,5	-28,0
Avantages sociaux - Autres	70,1	85,7	84,7	82,5	82,5
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	18,3				
Autres charges directes	429,9	448,0	432,8	406,4	417,0
Dépenses de personnel et indemnités	19,5	14,6	14,6	18,4	18,1
Services externes et ressources financières	283,8	305,5	290,3	267,5	280,5
Services externes	167,6	191,2	176,7	165,2	169,7
Maîtrise de la végétation	60,6	57,7	57,7	57,7	59,0
Courrier, messagerie	23,9	25,3	23,0	23,0	22,6
Services professionnels et autres	83,1	108,2	96,0	84,5	88,1
Ressources financières	116,2	114,3	113,6	102,3	110,8
Mauvaises créances	94,5	97,6	97,6	97,6	98,3
Comptes à recevoir, intérêts et autres	-5,6	3,3	2,6	3,9	4,5
Provision - Pannes majeures		8,0	8,0	8,0	8,0
Compte d'écarts - Pannes majeures	27,4				
Compte d'écarts - Projets majeurs	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Compte d'écarts - Projet LAD	*4,1*				
Compte d'écarts - Évènements imprévisibles en réseaux autonomes	1,2			-12,6	
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis	-5,4	5,4	5,4	5,4	
Stock, achats, locations et autres	126,6	127,9	127,9	120,5	118,4
Récupération de coûts	-54,8	-46,4	-46,4	-48,4	-46,8
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-26,0	-26,1	-26,1	-26,1	-25,9
Réclamations aux tiers et autres	-28,8	-20,3	-20,3	-22,3	-20,9

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Selon la mise à jour des informations produites par le Distributeur suite à la décision D-2016-033 rendue par la Régie.

(2) D-2016-033 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

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

	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033 (1)	D-2016-033 (2)	Année de base	
• Charges de services partagés	558,1	517,1	517,1	573,2	538,8
Centre de services partagés	161,9	162,8	162,8	160,6	155,6
Acquisition	5,1	6,5	6,5	6,5	7,1
Immobilier	62,0	64,4	64,4	63,0	60,9
Gestion du matériel	32,9	34,0	34,0	34,0	33,6
Alimentation et hébergement	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Services alimentaires	1,3	1,1	1,1	1,1	1,0
Transport aérien	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6
Gestion documentaire	3,4	3,6	3,6	2,6	2,7
Environnement	8,8	3,6	3,6	3,1	2,1
Services de transport	47,3	48,8	48,8	49,5	47,4
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	205,9	198,7	198,7	218,3	208,2
Poste de travail TIC	46,2	48,6	48,6	47,4	45,0
Produits TIC d'entreprise	33,0	35,9	35,9	35,0	29,6
Produits d'exploitation TIC	66,2	57,1	57,1	80,2	79,1
Conduite du réseau	2,2	2,1	2,1	2,1	2,6
Radios mobiles	16,4	14,7	14,7	14,7	13,5
Postes et centrales	0,7	0,5	0,5	0,5	0,4
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	27,7	25,7	25,7	25,7	23,3
Services de développement TIC	13,5	14,1	14,1	12,7	14,7
Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation	23,1	24,5	24,5	24,5	23,1
Innovation technologique	19,2	20,5	20,5	20,5	23,1
Soutien technique	3,9	4,0	4,0	4,0	0,0
Unités corporatives	142,8	119,5	119,5	137,1	134,5
Finances	45,1	25,6	25,6	42,4	36,6
Ressources humaines	84,0	79,6	79,6	80,4	83,6
Sécurité corporative	18,2	16,1	16,1	17,4	20,4
Autres	65,8	63,5	63,5	63,0	63,2
Affaires corporatives et secrétariat général	13,7	14,3	14,3	14,3	14,3
Affaires juridiques	4,9	5,1	5,1	5,1	5,1
Relations avec le milieu et autres unités	8,8	9,2	9,2	9,2	9,2
Hydro-Québec TransÉnergie	4,6	5,0	5,0	4,5	4,9
Hydro-Québec Production	1,9	1,8	1,8	1,8	2,2
Hydro-Québec Équipement	16,1	3,5	3,5	28,4	4,9
Variation du coût de retraite non réparti par produits	0,8	-7,0	-7,0	-15,0	-0,8
Compte d'écarts - Coût de retraite	-5,1	-1,9	-1,9	4,3	-4,3
Rendement des fournisseurs	6,1	10,2	10,2	8,7	10,5
Centre de services partagés	2,3	2,9	2,9	2,5	2,7
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	3,4	6,6	6,6	5,3	6,9
Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation	0,4	0,7	0,7	0,9	0,9

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Selon la mise à jour des informations produites par le Distributeur suite à la décision D-2016-033 rendue par la Régie.

(2) D-2016-033 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

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

	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033 (1)	D-2016-033 (2)	Année de base	
• Coûts capitalisés	-337,0	-308,2	-314,7	-329,0	-300,4
Prestations de travail	-297,5	-264,3	-270,8	-285,9	-257,2
Prestations de travail	-305,7	-258,9	-265,4	-275,2	-259,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	8,2	-5,4	-5,4	-10,7	2,1
Gestion de matériel	-39,5	-43,9	-43,9	-43,1	-43,2
• Réduction globale des charges d'exploitation		-30,0			
Autres charges	**871,8**	**786,7**	**786,7**	**788,9**	**1 116,0**
• Achats de combustible	104,0	69,5	69,5	69,5	86,5
Achats de combustible	91,3	76,9	76,9	76,6	86,2
Compte d'écarts 2013	-0,3				
Compte d'écarts 2014	7,9	-1,7	-1,7	-1,7	
Compte d'écarts 2015	5,1	-5,7	-5,7	-5,7	0,6
Compte d'écarts 2016				0,3	-0,3
• Amortissement et déclassement	683,1	641,8	641,8	644,6	927,5
Immobilisations en exploitation	491,6	487,1	484,6	487,3	484,3
Contrat de location-acquisition	2,2	2,7	2,3	2,3	2,6
Logiciels et autres actifs incorporels	85,1	90,3	87,0	86,9	85,6
Autres actifs	169,4	181,6	177,8	179,7	173,8
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	145,3	154,8	151,0	151,0	143,5
Programmes et activités du BEIÉ	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Contributions à des projets de raccordement	6,3	8,9	8,9	11,1	12,3
Autres actifs réglementaires	2,4	2,5	2,5	2,2	2,6
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	30,1	19,4	19,4	17,7	15,0
Compte de nivellement pour aléas climatiques	-95,3	-129,3	-129,3	-129,3	166,2
Réduction globale de l'amortissement		-10,0			
• Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis[3]	8,6	-8,6	-8,6	-8,6	0,0
• Compte d'écarts - Projets majeurs	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Compte d'écarts - Projet LAD	26,4				
• Compte d'écarts - Montant à remettre à la clientèle suite à la modification de la base de tarification 2014	-1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
• Taxes	51,6	84,0	84,0	83,4	102,0
Services publics	42,0	44,0	44,0	43,4	45,1
Municipales et scolaires	13,8	15,3	15,3	15,3	14,9
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)	-4,2	24,7	24,7	24,7	42,0
BEIÉ	32,0	24,6	24,6	34,4	34,4
Compte d'écarts 2013	-8,0				
Compte d'écarts 2014	-20,8	0,1	0,1	0,1	
Compte d'écarts 2015	-7,4				7,6
Compte d'écarts 2016				-9,8	
Frais corporatifs	**32,0**	**30,6**	**30,6**	**30,4**	**31,8**
• Frais corporatifs	32,4	30,9	30,9	30,2	32,3
• Compte d'écarts - Coût de retraite	-0,4	-0,3	-0,3	0,2	-0,5
Rendement de la base de tarification	**752,3**	**731,1**	**731,1**	**659,8**	**748,1**
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	437,2	429,1	429,1	435,1	438,7
• Capitaux propres (bénéfice réglementé)	315,1	301,9	301,9	224,7	309,4
Taux de rendement de la base de tarification	**7,104%**	**6,949%**	**6,949%**	**6,141%**	**6,939%**
Coût de la dette	6,352%	6,276%	6,276%	6,230%	6,260%
Taux de rendement des capitaux propres	8,501%	8,200%	8,200%	5,976%	8,200%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	**10 590,199**	**10 519,625**	**10 519,625**	**10 743,309**	**10 780,627**

(1) Selon la mise à jour des informations produites par le Distributeur suite à la décision D-2016-033 rendue par la Régie.

(2) D-2016-033 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

(3) Incluant amortissement, rendement de la BT et charge de désactualisation.

1.2. Prévision du bénéfice réglementé et rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2016

Conformément à la décision D-2013-037[1], le Distributeur présente au tableau 3, la prévision du bénéfice réglementé et au tableau 4, le rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2016.

TABLEAU 3 :
PRÉVISION DU BÉNÉFICE RÉGLEMENTÉ DE L'ANNÉE DE BASE 2016 (M$)

	Référence	Année de base 2016
Ventes publiées	HQD-4, document 2, page 13	**11 501,2**
Rabais sur ventes - MFR	HQD-11, document 1, page 4	**(12,9)**
Compte de nivellement 2016	HQD-9, document 7, page 8	**1,4**
Renversement de la provision réglementaire 2015	R-3933-2015, HQD-20, document 1, page 4	**(94,0)**
Provision réglementaire 2016 récupérée en 2017	R-3933-2015, HQD-20, document 1, page 4	**20,9**
Revenus autres que ventes d'électricité	HQD-11, document 1, page 3	**172,4**
Revenus requis excluant les capitaux propres		**(11 364,3)**
Revenus requis	HQD-5, document 1, page 5	(11 589,0)
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	HQD-5, document 1, page 8	224,7
Prévision du bénéfice réglementé		**224,7**

TABLEAU 4 :
CALCUL DU RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES ANTICIPÉ DE L'ANNÉE DE BASE 2016

	Année de base 2016
Prévision du bénéfice réglementé (M$)	**224,7**
Base de tarification (moyenne 13 mois) (M$)	**10 743,3**
Taux pondéré du rendement des capitaux propres anticipé	**2,09%**
Rendement des capitaux propres anticipé	5,976%
Structure de capital autorisée	35%

Ainsi, le bénéfice réglementé prévu pour l'année de base 2016 de 224,7 M$ est inférieur de 77,2 M$ au bénéfice réglementé reconnu de 301,9 M$ pour l'année 2016. Cette diminution s'explique principalement par un écart de -76 M$ lié aux revenus des ventes nets des achats d'électricité, comme présenté au tableau 5.

[1] Décision D-2013-037, paragraphe 59.

TABLEAU 5 :
REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE DE BASE 2016

	Référence	2016		Écart
		D-2016-033	Année de base	
Ventes publiées	HQD-4, document 2, page 13	11 670,4	11 501,2	(169,2)
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	HQD-11, document 1, page 3	34,3	33,7	(0,6)
Rabais sur ventes - MFR	HQD-11, document 1, page 4	(15,3)	(12,9)	2,4
Compte de nivellement 2016	HQD-9, document 7, page 8	0,0	1,4	1,4
Renversement de la provision réglementaire 2015	R-3933-2015, HQD-20, document 1, page 4	(94,0)	(94,0)	0,0
Provision réglementaire 2016 récupérée en 2017	R-3933-2015, HQD-20, document 1, page 4	20,9	20,9	0,0
Revenus des ventes		**11 616,3**	**11 450,3**	**(166,0)**
Achats d'électricité	HQD-5, document 1, page 6	(6 235,6)	(6 145,6)	90,0
Revenus des ventes nets des achats d'électricité		**5 380,7**	**5 304,7**	**(76,0)**

2. PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M$ INTÉGRÉS MAIS NON AUTORISÉS

Dans sa décision D-2012-024[2], la Régie demande au Distributeur, pour un projet en attente de décision lors du dépôt du dossier tarifaire, de fournir les charges inhérentes aux projets incluses dans les revenus requis de l'année témoin ainsi que les montants inclus dans la base de tarification.

Le présent dossier tarifaire intègre les coûts relatifs au projet de raccordement du village de La Romaine pour lequel le Distributeur s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire.

Une mise en service du projet de raccordement du village de La Romaine étant prévue en décembre 2017, l'impact sur les revenus requis est négligeable, soit 32 k$ lié au rendement de la base de tarification. Aucune charge d'exploitation n'est prévue pour ce projet.

[2] Décision D-2012-024, paragraphe 132.