
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION DES ÉTATS-UNIS

WASHINGTON, D.C. 20549

FORMULAIRE 10-Q

- ☒ **RAPPORT TRIMESTRIEL CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU 15(d) DU
SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**
Pour l'exercice trimestriel clos le 30 septembre 2017
OU
- ☐ **RAPPORT SUR LA TRANSITION CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU 15(d) DU
SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**
Pour la période de transition de à

NUMÉRO DE DOSSIER DE LA COMMISSION 001-34691

ATLANTIC POWER CORPORATION

(Nom exact de la société inscrite tel que spécifié dans sa charte)

Colombie-Britannique, Canada

(État ou autre juridiction de
constitution ou d'organisation)

3 Allied Drive, bureau 220

Dedham, MA

(Adresse des principaux bureaux de direction)

55-0886410

(I.R.S. numéro

d'identification de l'employeur)

02026

(Code postal)

(617) 977-2400

(Numéro de téléphone de la société inscrite, y compris l'indicatif régional)

Indiquer par une coche si la société inscrite (1) a déposé tous les rapports devant être déposés en vertu de l'article 13 ou 15(d) du Securities Exchange Act de 1934 au cours des 12 mois précédents (ou pour toute période plus courte durant laquelle la société inscrite était tenue de déposer ces rapports) et (2) a été assujetti à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. Oui ☒ Non ☐

Indiquer par une coche si la société inscrite a soumis électroniquement et affiché sur son site Web, le cas échéant, tous les fichiers de données interactifs devant être soumis et affichés conformément à la règle 405 du Règlement S-T (§232.405 du présent chapitre) au cours des 12 mois précédents (ou pour toute période plus courte durant laquelle la société inscrite était tenue de soumettre et d'afficher ces fichiers). Oui ☒ Non ☐

Indiquer par une coche si la société inscrite est un grand déclarant se prévalant du régime de dépôt accéléré, un déclarant se prévalant du régime de dépôt accéléré, un déclarant ne se prévalant pas du régime de dépôt accéléré, une petite société assujettie ou une société émergente en croissance. Voir les définitions de « grand déclarant se prévalant du régime de dépôt accéléré », « déclarant se prévalant du régime de dépôt accéléré », « petite société assujettie » et « société émergente en croissance » dans la règle 12b-2 de l'Exchange Act. (Cocher une case) :

Grand déclarant se prévalant du
régime de dépôt accéléré ☐

Déclarant se prévalant du
régime de dépôt accéléré ☒

Déclarant ne se prévalant pas du
régime de dépôt accéléré ☐

Petite société assujettie ☐

(Ne pas cocher dans
le cas d'une petite société assujettie)

Société émergente en croissance ☐

S'il s'agit d'une société émergente, indiquer par une coche si la société inscrite a choisi de ne pas utiliser la période de transition prolongée pour se conformer à toute nouvelle norme comptable ou révisée conformément à l'article 13(a) de l'Exchange Act. ☐

Indiquer par une coche si la société inscrite est une coquille vide (telle que définie dans la règle 12b-2 de l'Exchange Act). Oui ☐ Non ☒

Le nombre d'actions en circulation de l'action ordinaire de la société inscrite en date du 7 novembre 2017 était de 115 211 976.

ATLANTIC POWER CORPORATION

FORMULAIRE 10-Q

PÉRIODE DE NEUF MOIS CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2017

Index

Général :	3
PARTIE I—INFORMATIONS FINANCIÈRES	
RUBRIQUE 1. ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS ET NOTES	
Bilans consolidés au 30 septembre 2017 (non audités) et au 31 décembre 2016	4
États consolidés des résultats pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 (non audités) et le 30 septembre 2016 (non audités)	5
États consolidés du résultat étendu pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 (non audités) et le 30 septembre 2016 (non audités)	6
États consolidés des flux de trésorerie pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (non audités) et le 30 septembre 2016 (non audités)	7
Notes condensées relatives aux états financiers consolidés (non audités)	8
RUBRIQUE 2. EXPOSÉ ET ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION	36
RUBRIQUE 3. INFORMATIONS QUANTITATIVES ET QUALITATIVES SUR LE RISQUE DE MARCHÉ	63
RUBRIQUE 4. CONTRÔLES ET PROCÉDURES	63
PARTIE II—AUTRES INFORMATIONS	
RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE	64
RUBRIQUE 2. VENTES NON ENREGISTRÉES DE TITRES DE PARTICIPATION ET UTILISATION DU PRODUIT	65
RUBRIQUE 6. ANNEXES	66

GÉNÉRAL

Dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q, toute référence à « \$CAN » et à « dollars canadiens » correspond à la monnaie légale du Canada et toute référence à « \$ », « \$US » et « dollars américains » correspond à la monnaie légale des États-Unis. Tous les montants en dollars dans ce document sont en dollars américains, sauf indication contraire.

Sauf indication contraire, ou si le contexte l'exige autrement, les références dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q aux expressions « nous », « notre », « nos », « Atlantic Power » et « Société » renvoient à Atlantic Power Corporation, aux entités détenues ou contrôlées par Atlantic Power Corporation et les prédécesseurs d'Atlantic Power Corporation.

ATLANTIC POWER CORPORATION

BILANS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars américains)

	30 septembre 2017	31 décembre 2016
	(non audités)	
Actifs		
Actifs à court terme :		
Espèces et quasi-espèces	\$ 122,4	\$ 85,6
Encaisse affectée	12,5	13,3
Créances	48,8	37,3
Tranche à court terme de l'actif lié aux instruments dérivés (notes 6 et 7)	2,5	4,0
Inventaire	20,3	16,0
Charges payées d'avance	6,7	5,9
Impôts à recouvrer	0,5	—
Autres actifs à court terme	3,9	2,8
Total des actifs à court terme	217,6	164,9
Immobilisations corporelles nettes (note 4)	652,6	733,2
Participations au capital dans des sociétés affiliées non consolidées (note 3)	199,8	266,8
Accords d'achat d'énergie et actifs incorporels, nets (note 4)	201,6	246,2
Écart d'acquisition (note 4)	36,0	36,0
Actif lié aux instruments dérivés (notes 6 et 7)	2,6	4,6
Autres actifs	3,7	5,1
Total des actifs	\$ 1 313,9	\$ 1 456,8
Passifs		
Passifs à court terme :		
Créditeurs	\$ 3,2	\$ 4,5
Intérêts courus	4,5	0,7
Autres charges à payer	23,0	24,4
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 5)	156,5	111,9
Tranche à court terme du passif lié aux instruments dérivés (notes 6 et 7)	13,5	7,6
Autres passifs à court terme	2,6	1,8
Total des passifs à court terme	203,3	150,9
Dette à long terme, déduction faite de l'escompte non amorti et des coûts de financement reportés (note 5)	637,3	749,2
Débtures convertibles, déduction faite des coûts de financement reportés non amortis	105,5	100,4
Passif lié aux instruments dérivés (notes 6 et 7)	19,5	21,3
Impôts sur le revenu reportés	26,5	68,3
Passifs liés à l'accord d'achat d'énergie et d'approvisionnement en combustible, nets	24,7	25,3
Obligations liées à la mise hors service d'une immobilisation, nettes	52,7	50,2
Autres passifs à long terme	4,5	5,3
Total des passifs	1 074,0	1 170,9
Capitaux propres		
Actions ordinaires, sans valeur nominale, actions autorisées illimitées. 115 211 976 et 114 649 888 émises et en circulation au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016	1 274,3	1 272,9
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 2)	(132,3)	(148,5)
Déficit non réparti	(1 117,3)	(1 059,8)
Total des capitaux propres des actionnaires d'Atlantic Power Corporation	24,7	64,6
Actions privilégiées émises par une filiale (note 11)	215,2	221,3
Total des capitaux propres	239,9	285,9
Total des passifs et des capitaux propres	\$ 1 313,9	\$ 1 456,8

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ATLANTIC POWER CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(non audités)

	<u>Trimestre clos le</u> <u>30 septembre</u>		<u>Période de neuf mois</u> <u>close le 30 septembre</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Recettes du projet :				
Ventes d'énergie	\$ 36,5	\$ 40,7	\$ 113,6	\$ 138,4
Revenus de la capacité énergétique	37,9	44,0	85,7	113,2
Autres	34,2	16,5	131,7	54,2
	<u>108,6</u>	<u>101,2</u>	<u>331,0</u>	<u>305,8</u>
Dépenses du projet :				
Combustible	26,2	36,8	79,1	110,8
Exploitation et entretien	19,8	28,2	63,4	79,4
Dépréciation et amortissement	31,4	25,3	90,5	75,6
	<u>77,4</u>	<u>90,3</u>	<u>233,0</u>	<u>265,8</u>
Autres recettes du projet :				
Variation de la juste valeur des instruments dérivés (notes 6 et 7)	(1,9)	9,0	(5,8)	20,0
Participation aux recettes (pertes) des sociétés affiliées non consolidées (note 3)	9,2	9,6	(36,1)	27,9
Intérêts, nets	(2,2)	(2,4)	(6,6)	(6,9)
Dépréciation (note 4)	(57,3)	(84,7)	(57,3)	(84,7)
Autres recettes, nettes	0,1	0,5	0,1	0,4
	<u>(52,1)</u>	<u>(68,0)</u>	<u>(105,7)</u>	<u>(43,3)</u>
Pertes du projet	<u>(20,9)</u>	<u>(57,1)</u>	<u>(7,7)</u>	<u>(3,3)</u>
Frais administratifs et autres :				
Administration	5,5	5,7	17,6	17,6
Intérêts débiteurs, nets	13,8	20,0	49,5	87,9
Perte (gain) de change	9,4	(3,4)	17,7	19,1
Autres recettes, nettes	—	(1,7)	—	(3,9)
	<u>28,7</u>	<u>20,6</u>	<u>84,8</u>	<u>120,7</u>
Pertes liées aux activités avant impôts sur le revenu	<u>(49,6)</u>	<u>(77,7)</u>	<u>(92,5)</u>	<u>(124,0)</u>
Dépenses (recettes) de l'impôt sur le revenu (note 8)	<u>(15,9)</u>	<u>2,6</u>	<u>(38,5)</u>	<u>(14,2)</u>
Perte nette	<u>(33,7)</u>	<u>(80,3)</u>	<u>(54,0)</u>	<u>(109,8)</u>
Recettes (pertes) nettes attribuables aux actions privilégiées d'une filiale	<u>(0,8)</u>	<u>2,1</u>	<u>3,5</u>	<u>6,4</u>
Perte nette attribuable à Atlantic Power Corporation	<u>\$ (32,9)</u>	<u>\$ (82,4)</u>	<u>\$ (57,5)</u>	<u>\$ (116,2)</u>
Perte nette par action attribuable aux actionnaires d'Atlantic Power Corporation : (note 10)				
De base	\$ (0,29)	\$ (0,69)	\$ (0,50)	\$ (0,96)
Diluée	(0,29)	(0,69)	(0,50)	(0,96)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation : (note 10)				
De base	115,3	119,3	115,1	120,9
Diluée	115,3	119,3	115,1	120,9

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ATLANTIC POWER CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU

(en millions de dollars américains)

(non audités)

	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Perte nette	\$ (33,7)	\$ (80,3)	\$ (54,0)	\$ (109,8)
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôt :				
Perte non réalisée sur les activités de couverture	\$ —	\$ —	\$ (0,3)	\$ (0,6)
Montant net reclassé en résultat	0,1	0,2	0,5	0,5
Profit non réalisé net (perte non réalisée nette) sur les dérivés	0,1	0,2	0,2	(0,1)
Régime à prestations définies, net d'impôt	—	—	0,1	—
Écarts de conversion des devises	9,2	(22,0)	15,9	(2,6)
Autres éléments du résultat étendu (perte), nets d'impôt	9,3	(21,8)	16,2	(2,7)
Perte globale	(24,4)	(102,1)	(37,8)	(112,5)
Moins : autres éléments du résultat étendu attribuables aux dividendes sur l'action privilégiée d'une filiale	(0,8)	2,1	3,5	6,4
Perte globale attribuable à Atlantic Power Corporation	<u>\$ (23,6)</u>	<u>\$ (104,2)</u>	<u>\$ (41,3)</u>	<u>\$ (118,9)</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ATLANTIC POWER CORPORATION

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars américains)

(non audités)

	Période de neuf mois close le	
	30 septembre	
	2017	2016
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation :		
Perte nette	\$ (54,0)	\$ (109,8)
Ajustements pour rapprocher la perte nette des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation :		
Dépréciation et amortissement	90,5	75,6
Gain à l'achat et à l'annulation de débentures convertibles	—	(4,7)
Perte sur la cession d'immobilisations corporelles	0,1	0,2
Rémunération à base d'actions	1,6	1,4
Dépréciation de l'écart d'acquisition et de l'actif à long terme	57,3	84,7
Participation aux pertes (recettes) des sociétés affiliées non consolidées	36,1	(27,9)
Distributions des sociétés affiliées non consolidées	30,9	36,5
Perte de change non réalisé	17,0	19,1
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	5,8	(20,0)
Amortissement de l'escompte sur la dette et des coûts de financement reportés	7,8	41,7
Variation des impôts sur le revenu reportés	(42,1)	(16,8)
Variation des autres soldes d'exploitation		
Créances	(11,5)	—
Inventaire	(4,2)	1,1
Charges payées d'avance et autres actifs	0,6	0,3
Créditeurs	0,3	0,4
Comptes de régularisation et autres passifs	1,7	10,1
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	137,9	91,9
Flux de trésorerie provenant (utilisé dans) des activités d'investissement :		
Variation de l'encaisse affectée	0,8	2,6
Remboursement des coûts pour un projet de construction par un tiers	—	4,7
Achat d'immobilisations corporelles	(5,7)	(6,5)
Flux de trésorerie provenant (utilisé dans) des activités d'investissement	(4,9)	0,8
Flux de trésorerie utilisé dans les activités de financement :		
Produit de la facilité de prêt à plus d'un jour, net d'escompte	—	679,0
Rachats d'actions ordinaires	(0,2)	(13,9)
Rachat d'actions privilégiées	(3,1)	—
Remboursement de la dette au niveau des entreprises et des projets	(86,3)	(526,4)
Remboursement des débentures convertibles	(0,1)	(187,4)
Coûts de financement reportés	—	(16,2)
Dividendes versés aux actionnaires privilégiés	(6,5)	(6,4)
Flux de trésorerie utilisé dans les activités de financement :	(96,2)	(71,3)
Augmentation nette des espèces et quasi-espèces	36,8	21,4
Espèces et quasi-espèces au début de la période	85,6	72,4
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	\$ 122,4	\$ 93,8
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêt payé	\$ 44,2	\$ 43,3
Impôts sur le revenu payés, nets	\$ 3,4	\$ 2,8
Comptes de régularisation pour la construction en cours	\$ —	\$ 0,4

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

1. Nature de l'entreprise

Général

Atlantic Power possède et exploite une large flotte d'actifs de production d'énergie aux États-Unis et au Canada. Nos projets de production d'énergie permettent de fournir de l'électricité aux services publics et à d'autres grands clients commerciaux, principalement en vertu d'accords d'achat d'énergie (« AAE ») à long terme visant à minimiser l'exposition aux fluctuations des prix. Au 30 septembre 2017, la capacité de production d'électricité brute totale de nos projets de production d'énergie s'élevait à environ 2 138 mégawatts (« MW »), dont une participation propre globale d'environ 1 500 MW. Notre portefeuille actuel comprend des participations dans vingt-trois projets de production d'énergie dans neuf États américains et deux provinces au Canada. Dix-neuf des projets sont actuellement opérationnels, soit une capacité totale de 1 975 MW en termes de capacité brute et 1 337 MW en termes de participation nette. Les quatre autres projets, tous localisés en Ontario, ne sont pas opérationnels, trois en raison d'ententes contractuelles révisées avec l'acheteur et le dernier, Tunis, a une entente contractuelle différée de 15 ans qui commencera avant juin 2019. Nous sommes actionnaire majoritaire dans dix-huit de nos projets.

Atlantic Power est une société constituée en vertu des lois de la province d'Ontario le 18 juin 2004 et en Colombie-Britannique le 8 juillet 2005. Nos actions se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole « ATP » et à la Bourse de New York sous le symbole « AT ». Notre siège social est domicilié au 215-10451 Shellbridge Way, Richmond, (Colombie-Britannique) V6X 2W8 Canada et notre Direction générale est située au 3 Allied Drive, bureau 220, Dedham, Massachusetts 02026, États-Unis. Notre numéro de téléphone à Dedham est (617) 977-2400 et l'adresse de notre site Web est www.atlanticpower.com. Les informations contenues sur le site Web d'Atlantic Power ou accessibles sur son site Web ne sont pas intégrées à ce rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q et n'en font pas partie. Nous avons inclus l'adresse de notre site Web uniquement comme référence textuelle inactive et nous n'entendons pas que ce soit un lien actif vers notre site Web. Nous mettons à disposition sur notre site Web, à titre gratuit, notre rapport annuel sur le formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur le formulaire 10-Q, les rapports actuels sur le formulaire 8-K et les modifications apportées à ces rapports déposés ou fournis conformément à l'article 13(a) ou 15(d) du Securities Exchange Act de 1934, tel que modifié (l'« Exchange Act »), dans les meilleurs délais possibles après dépôt de notre part de tels documents par voie électronique auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC »). De plus, nous mettons à votre disposition sur notre site Web nos dépôts de titres canadiens, qui ne sont pas intégrés par renvoi dans nos documents fournis aux termes de l'Exchange Act.

Base de présentation

Les états financiers consolidés condensés intermédiaires figurant dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q ont été préparés conformément aux règlements de la SEC sur les informations financières intermédiaires et aux instructions du formulaire 10-Q. Les notes suivantes doivent être lues conjointement avec les méthodes comptables et autres informations présentées dans les notes afférentes à nos états financiers dans notre rapport annuel sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Les résultats intermédiaires ne sont pas nécessairement indicatifs des résultats pour l'année complète.

Selon nous, les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités ci-joints présentent fidèlement notre situation financière consolidée au 30 septembre 2017, les résultats d'exploitation et le résultat étendu pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016 et nos flux de trésorerie pour la période de neuf mois close les 30 septembre 2017 et 2016 conformément aux méthodes comptables généralement reconnues des États-Unis. Selon la direction, tous les ajustements (constitués des comptes de régularisation récurrents normaux et d'autres ajustements) jugés nécessaires pour une présentation fidèle ont été inclus.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

Utilisation des estimations

La préparation des états financiers nous oblige à avoir recours à des estimations et des hypothèses qui affectent les montants déclarés en termes d'actifs et de passifs et la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, ainsi que les montants déclarés de recettes et de charges au cours de l'exercice. Il est donc possible que les résultats réels diffèrent de ces estimations. Au cours des périodes présentées, nous avons établi un certain nombre d'estimations et d'hypothèses actuarielles, y compris les durées de vie utile et la recouvrabilité des immobilisations corporelles, l'évaluation des écarts d'acquisition, des actifs incorporels et des passifs liés aux AAE et aux contrats d'approvisionnement en combustible, la recouvrabilité des participations, la recouvrabilité des actifs d'impôts reportés, les dispositions fiscales, la juste valeur des instruments financiers et dérivés, les obligations relatives aux pensions, les obligations liées à la mise hors service d'une immobilisation et la rémunération à base d'actions. De plus, des estimations sont utilisées pour évaluer la dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition et pour déterminer la juste valeur des actifs ayant subi une dépréciation. Ces estimations et hypothèses actuarielles sont fondées sur les conditions actuelles et sur notre plan d'action prévu, ainsi que sur des hypothèses concernant les conditions commerciales et économiques futures. Consulter la « Rubrique 7. *Exposé et analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation : méthodes comptables et estimations essentielles* » de notre rapport annuel sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. À mesure que nous disposons de renseignements plus précis ou que des montants réels sont déterminables, les estimations déclarées sont révisées. Si les hypothèses actuarielles et les estimations sous-jacentes changent, les montants inscrits pourraient être très différents.

Normes comptables récemment publiées

Publiées

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié de nouvelles exigences en matière de comptabilisation et de présentation des produits tirés de contrats avec des clients, qui remplacent les directives existantes portant sur la comptabilisation des produits. Les nouvelles exigences en matière de comptabilisation se concentrent sur le moment où le client obtient le contrôle des biens ou des services, plutôt que sur le modèle actuel de comptabilisation des risques et des avantages. Le principe de base de la nouvelle norme est qu'une entité comptabilise des produits lorsqu'elle transfère des biens ou des services à ses clients pour un montant qui reflète la contrepartie à laquelle une entité s'attend à avoir droit pour ces biens ou services. Les nouvelles obligations d'information incluront des informations destinées à communiquer la nature, le montant, le moment et l'incertitude entourant les revenus et les flux de trésorerie des contrats applicables, y compris les jugements importants et les modifications apportées aux jugements et des actifs comptabilisés à partir des coûts pour obtenir ou honorer un contrat. Les entités seront généralement tenues de faire plus d'estimations et d'utiliser plus de jugement en vertu de la nouvelle norme. En ce qui nous concerne, les nouvelles exigences entreront en vigueur à compter du 1er janvier 2018 et pourront être mises en œuvre rétrospectivement pour toutes les périodes présentées ou en tant qu'ajustement à effet cumulatif au 1er janvier 2018. L'adoption anticipée est permise, mais ne l'était pas avant le 1er janvier 2017. La direction évalue actuellement l'incidence potentielle de cette nouvelle directive sur nos états financiers consolidés. Nous avons élaboré et mettons en œuvre un plan de projet pour évaluer l'incidence potentielle de la norme et avons évalué la majorité de nos contrats les plus importants (AAE). Au niveau de nos projets consolidés, nous avons environ 12 AAE qui nécessitent une analyse plus approfondie en vertu de cette norme. À l'heure actuelle, nous comptabilisons les produits d'énergie au moment de leur transmission au client. Les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsqu'ils sont facturés à mesure que les heures sont disponibles selon les termes de l'AAE pertinent. Notre politique actuelle semble être conforme au fait de se concentrer sur le moment où le client obtient le contrôle des biens ou des services. Cependant, ces contrats sont complexes et nécessitent toujours une analyse avant de tirer une conclusion quant à la façon dont l'adoption de la norme aura une incidence sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Nous prévoyons d'utiliser la méthode d'ajustement à effet cumulatif au moment de l'adoption au 1er janvier 2018.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

En février 2016, le FASB a publié une directive faisant autorité afin d'accroître la transparence et la comparabilité entre les organisations en comptabilisant les actifs et les passifs liés aux contrats de location sur le bilan et en divulguant des informations clés sur les contrats de location. En vertu de la nouvelle directive, les preneurs devront comptabiliser un actif lié au droit d'utilisation et un passif lié au contrat de location, mesurés sur une base actualisée, à la date d'entrée en vigueur de tous les contrats de location de plus de douze mois. De plus, cette directive exigera des informations pour aider les investisseurs et les autres utilisateurs des états financiers à mieux comprendre le montant, le moment et l'incertitude entourant les flux de trésorerie découlant des contrats de location, y compris les exigences qualitatives et quantitatives. La directive doit être appliquée selon une approche de transition rétrospective modifiée pour les contrats de location existants au début de la première période comparative présentée dans les états financiers de la période d'adoption. Tous les contrats de location qui expirent avant la date d'application initiale ne nécessiteront aucun ajustement comptable. Cette directive est applicable aux exercices débutant après le 15 décembre 2018, y compris les périodes intermédiaires au cours de ces exercices, avec une adoption anticipée autorisée. Nous prévoyons de choisir certains des expédients pratiques autorisés, y compris l'expédient qui nous permet de conserver notre évaluation et notre classification des contrats de location existants. Nous travaillons actuellement sur un plan d'adoption incluant l'évaluation des contrats de location par rapport à la nouvelle norme. Tandis que nous évaluons actuellement l'incidence que la nouvelle directive aura sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation, nous prévoyons de comptabiliser les passifs liés aux contrats de location et les actifs liés au droit d'utilisation. L'ampleur de l'augmentation des actifs et des passifs associée à ces montants reste à déterminer en attendant l'examen de nos contrats de location existants et des AAE actuellement comptabilisés comme des contrats de location simple. Puisque cet examen est toujours en cours, il n'est actuellement pas possible de quantifier l'incidence de l'adoption de cette directive.

En août 2016, le FASB a publié une directive faisant autorité et destinée à clarifier la classification de flux de trésorerie spécifiques qui comportent des aspects de plus d'une catégorie de flux de trésorerie. À la suite de cette nouvelle directive, les entités doivent appliquer des PCGR spécifiques pour les huit problèmes de flux de trésorerie suivants : Remboursement anticipé de la dette ou coûts d'extinction de la dette; règlement des instruments de la dette à coupon zéro ou d'autres instruments de la dette dont les taux de rendement coupon zéro sont insignifiants par rapport au taux d'intérêt effectif de l'emprunt; les paiements de contrepartie conditionnelle effectués après un regroupement d'entreprises; les produits du règlement des demandes d'indemnisation; les produits du règlement des polices d'assurance-vie détenues par des sociétés; les distributions reçues des entités émettrices par la méthode de la mise en équivalence; les intérêts bénéficiaires des opérations de titrisation; et les flux de trésorerie identifiables séparément et l'application du principe de prédominance. La directive est applicable aux exercices financiers débutant après le 15 décembre 2017, avec une adoption anticipée autorisée. La directive ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés.

En octobre 2016, le FASB a publié une directive faisant autorité, qui modifie les directives existantes relatives à la comptabilisation des impôts sur le revenu exigibles et reportés pour les transferts d'actifs intra-entité. Selon la nouvelle directive, les incidences sur les impôts sur le revenu exigibles et reportés d'un transfert d'actifs intra-entité, autres qu'un transfert d'inventaire intra-entité, sont maintenant comptabilisées lorsque le transfert a lieu. La directive est applicable aux exercices, y compris les périodes intermédiaires au cours de ces exercices, débutant après le 15 décembre 2017, avec une adoption anticipée autorisée. Nous évaluons actuellement l'incidence potentielle de l'adoption sur les états financiers consolidés.

En novembre 2016, le FASB a publié une directive faisant autorité pour aborder la diversité dans la pratique de présentation des variations de l'encaisse affectée sur l'état des flux de trésorerie. La nouvelle directive exige qu'un état des flux de trésorerie explique la variation au cours de la période du total des espèces, des quasi-espèces et des montants généralement décrits comme des encaisses affectées ou des quasi-espèces affectées. La directive est applicable aux exercices financiers débutant après le 15 décembre 2017, avec une adoption anticipée autorisée. L'adoption de cette directive sera appliquée rétrospectivement. À l'adoption, cette directive modifiera notre présentation de l'encaisse affectée dans les états consolidés des flux de trésorerie. Si cette directive était adoptée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les flux de trésorerie provenant de l'exploitation diminueraient de 0,8 million de dollars et les flux

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

de trésorerie utilisés dans des activités d'investissement augmenteraient de 0,8 million de dollars, et pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation augmenteraient de 2,6 millions de dollars et les flux de trésorerie utilisés dans des activités d'investissement diminueraient de 2,6 millions de dollars.

En janvier 2017, le FASB a publié une directive faisant autorité, qui supprime l'obligation d'effectuer une répartition hypothétique du prix d'achat pour mesurer la dépréciation de l'écart d'acquisition. Une dépréciation de l'écart d'acquisition correspondra maintenant à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur, sans excéder la valeur comptable de l'écart d'acquisition. En ce qui nous concerne, cette directive est applicable aux exercices débutant le 1 janvier 2020, y compris les périodes intermédiaires au cours de ces exercices, avec une adoption anticipée autorisée et sera appliquée de façon prospective. Nous prévoyons d'adopter cette directive au plus tôt lors d'un test de dépréciation en fonction des événements en 2017 ou lorsque nous effectuerons notre test de dépréciation annuel des écarts d'acquisition au quatrième trimestre de 2017. Nous ne pouvons pas évaluer l'incidence sur nos états financiers étant donné que la détermination sera fondée sur l'évaluation de la juste valeur au moment où le test sera effectué.

En mai 2017, le FASB a publié une directive faisant autorité pour aborder la diversité dans la pratique ainsi que le coût et la complexité de l'application de la directive relative à la rémunération à base d'actions, à une modification des conditions d'attribution d'un paiement fondé sur des actions. La directive est applicable aux exercices financiers débutant après le 15 décembre 2017, avec une adoption anticipée autorisée. Nous évaluons actuellement l'incidence potentielle de l'adoption sur les états financiers consolidés.

En août 2017, le FASB a publié une directive faisant autorité pour aligner les activités de gestion des risques et la présentation de l'information financière d'une entité sur les relations de couverture en modifiant les directives de désignation et d'évaluation pour les relations de couverture admissibles et la présentation des résultats de couverture. La directive élargit et affine la comptabilité de couverture pour les composantes de risque non financier et financier et harmonise la comptabilisation et la présentation des effets de l'instrument de couverture et de l'instrument couvert dans les états financiers. La directive est applicable aux exercices financiers débutant après le 15 décembre 2018, avec une adoption anticipée autorisée. Nous évaluons actuellement l'incidence potentielle de l'adoption sur les états financiers consolidés.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

2. Variations du cumul des autres éléments du résultat étendu par composante

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu par composante sont les suivantes :

	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Conversion des devises				
Bilan au début de l'exercice	\$ (141,6)	\$ (119,7)	\$ (148,3)	\$ (139,1)
Autre perte globale :				
Écarts de conversion des devises ⁽¹⁾	9,2	(22,0)	15,9	(2,6)
Bilan à la fin de l'exercice	\$ (132,4)	\$ (141,7)	\$ (132,4)	\$ (141,7)
Retraite				
Bilan au début de l'exercice	\$ (0,8)	\$ (0,4)	\$ (0,9)	\$ (0,4)
Autre perte globale :				
Gain découlant d'une compression	—	—	0,1	—
Économie (charge) d'impôts	—	—	—	—
Total d'autres éléments du résultat étendu (perte) avant reclassement, nets d'impôt	—	—	0,1	—
Total du montant reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu, net d'impôts	—	—	—	—
Total d'autre résultat étendu	—	—	0,1	—
Bilan à la fin de l'exercice	\$ (0,8)	\$ (0,4)	\$ (0,8)	\$ (0,4)
Couvertures de flux				
Bilan au début de l'exercice	\$ 0,8	\$ (0,1)	\$ 0,7	\$ 0,2
Autre perte globale :				
Variation nette découlant de réévaluations périodiques	(0,1)	0,1	(0,6)	(1,0)
Économie (charge) d'impôts	0,1	(0,1)	0,3	0,4
Total d'autres éléments du résultat étendu avant reclassement, nets d'impôt	—	—	(0,3)	(0,6)
Montant net reclassé en résultat :				
Swaps de taux d'intérêt ⁽²⁾	0,2	0,3	0,9	0,9
Charge fiscale	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,4)
Total du montant reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu, net d'impôts	0,1	0,2	0,5	0,5
Total d'autres éléments du résultat étendu (perte)	0,1	0,2	0,2	(0,1)
Bilan à la fin de l'exercice	\$ 0,9	\$ 0,1	\$ 0,9	\$ 0,1

⁽¹⁾ Au cours de tous les exercices présentés, il n'y a eu aucune incidencet fiscale liée aux variations de taux et aucun montant n'a été reclassé en résultat (perte).

⁽²⁾ Ce montant a été inclus dans les intérêts débiteurs, déduction faite sur les états consolidés des résultats ci-joints.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

3. Titres mis en équivalence dans des sociétés affiliées non consolidées

Le tableau suivant résume les résultats d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016, respectivement, pour notre participation proportionnelle dans les titres mis en équivalence :

	Trimestre clos le		Période de neuf mois	
	30 septembre		close le	
	2017	2016	2017	2016
Résultats d'exploitation				
Recettes				
Frederickson	\$ 5,9	\$ 5,8	\$ 16,0	\$ 15,7
Orlando Cogen, LP	14,3	13,9	40,4	40,6
Koma Kulshan Associates	0,3	0,1	1,4	1,3
Chambers Cogen, LP	10,5	11,2	33,1	34,3
Selkirk Cogen Partners, LP	—	3,1	1,8	5,9
	31,0	34,1	92,7	97,8
Dépenses du projet				
Frederickson	4,9	4,9	16,8	14,3
Orlando Cogen, LP	7,2	6,9	22,1	19,6
Koma Kulshan Associates	0,3	0,4	0,8	0,9
Chambers Cogen, LP	8,9	9,3	27,2	27,8
Selkirk Cogen Partners, LP	—	2,6	2,8	5,9
	21,3	24,1	69,7	68,5
Autres dépenses du projet				
Frederickson	—	—	—	—
Orlando Cogen, LP	—	—	—	—
Koma Kulshan Associates	—	—	—	—
Chambers Cogen, LP	(0,5)	(0,4)	(48,5)	(1,4)
Selkirk Cogen Partners, LP	—	—	(10,6)	—
	(0,5)	(0,4)	(59,1)	(1,4)
Recettes du projet (pertes)				
Frederickson	1,0	0,9	(0,8)	1,4
Orlando Cogen, LP	7,1	7,0	18,3	21,0
Koma Kulshan Associates	—	(0,3)	0,6	0,4
Chambers Cogen, LP	1,1	1,5	(42,6)	5,1
Selkirk Cogen Partners, LP	—	0,5	(11,6)	—
Participation aux recettes (pertes) des sociétés affiliées non consolidées	<u>\$ 9,2</u>	<u>\$ 9,6</u>	<u>\$ (36,1)</u>	<u>\$ 27,9</u>
Distributions découlant des titres mis en équivalence	(13,7)	(13,0)	(30,9)	(36,5)
Déficit dans les résultats des titres mis en équivalence, déduction faite des distributions	<u>\$ (4,5)</u>	<u>\$ (3,4)</u>	<u>\$ (67,0)</u>	<u>\$ (8,6)</u>

Nous examinons nos placements dans ces entités non consolidées afin de déterminer s'il y a eu dépréciation lorsque des événements ou des variations dans les circonstances commerciales indiquent que la valeur comptable des placements pourrait ne pas être entièrement recouvrable. Notre évaluation visant à déterminer si une baisse de valeur est durable est fondée sur notre capacité et notre intention de détenir le placement et si la preuve indiquant que la valeur comptable du placement est recouvrable dans un délai raisonnable l'emporte sur la preuve du contraire. Nous considérons

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

généralement que nos placements dans nos entités émettrices par la méthode de la mise en équivalence sont des placements stratégiques à long terme. Par conséquent, nous complétons nos évaluations avec une perspective à long terme. S'il est déterminé que la juste valeur du placement est inférieure à la valeur comptable et que la baisse de valeur est considérée comme durable, l'actif est ramené à sa juste valeur.

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons effectué des tests de dépréciation pour nos projets Chambers et Selkirk, qui sont comptabilisés selon la méthode de mise en équivalence.

Selkirk

Nous détenons une participation de commanditaire de 17,7 % dans Selkirk Cogen Partners, L.P. Le projet est exploité comme installation marchande depuis l'expiration de son AAE en août 2014. Depuis l'expiration de son AAE, nous n'avons reçu aucune distribution de Selkirk et avons comptabilisé une perte cumulative liée au projet de 1,2 million de dollars. Compte tenu des antécédents du projet, soit l'absence de distributions en espèces à titre d'installation marchande, les prévisions opérationnelles à court et à long terme, ainsi que la probabilité que des placements supplémentaires seront nécessaires pour exploiter l'installation, nous avons déterminé que notre placement dans Selkirk est déprécié et que la baisse de valeur est durable. Par conséquent, au cours du deuxième trimestre de 2017, nous avons comptabilisé une dépréciation totale de 10,6 millions de dollars du bénéfice des sociétés affiliées non consolidées dans les états consolidés des résultats.

Chambers

Nous détenons une participation de commanditaire de 40 % dans Chambers Cogeneration Limited Partnership. Le projet Chambers est exploité en vertu d'un AAE qui expire en mars 2024. Avant notre analyse de dépréciation, Chambers a été comptabilisée comme une composante de 124 millions de dollars de nos participations dans des sociétés affiliées non consolidées dans les bilans consolidés. Nous avons comptabilisé des bénéfices en capitaux propres de 3,4 millions de dollars, 5,5 millions de dollars et 6,5 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2017, pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015, respectivement. Au cours de ces périodes, nous avons également reçu des distributions cumulatives de 33,6 millions de dollars de Chambers.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, nous avons effectué une analyse de la valeur post-AAE de Chambers exploité comme installation marchande. Bien que des prix de l'électricité en baisse aient été observés au cours des dernières années, dans notre plus récente prévision à long terme, nous avons identifié une baisse significative des perspectives à long terme des prix de l'électricité dans la région où Chambers opère. Ces prix à terme, obtenus auprès d'un tiers, y compris les prix à terme du gaz et du charbon, ont eu une incidence négative importante sur les flux monétaires actualisés (« DCF ») estimés de Chambers post-AAE. La valeur estimée post-AAE est une composante importante de la valeur globale du projet comparativement à sa valeur comptable de 124 millions de dollars.

Pour déterminer si cette baisse de valeur est durable, nous avons considéré la probabilité que les conditions futures évoluent de telle sorte que les prix du gaz et du charbon actuellement observés dans les modèles de prix à terme deviendraient plus favorables au fil du temps afin que l'usine soit rentable sur le marché libre. Nous avons également retenu les services d'un tiers distinct pour connaître son point de vue sur la valeur post-AAE pour Chambers. Nous estimons que les prix du gaz resteront probablement bas compte tenu de l'offre actuelle et prévue de gaz de schiste. Le tiers a fourni des conclusions similaires à notre évaluation.

Compte tenu de ces facteurs, nous avons déterminé que la baisse de la juste valeur de notre participation dans Chambers est durable. Nous avons comptabilisé une perte de valeur de 47,1 millions de dollars du bénéfice des sociétés affiliées non consolidées dans les états consolidés des résultats pour le trimestre clos le 30 juin 2017. Après avoir

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

comptabilisé la dépréciation, notre participation dans Chambers s'élève à 77,2 millions de dollars, ce qui représente sa juste valeur estimative au 30 juin 2017.

Nous déterminons la juste valeur de nos participations au capital propre selon une approche fondée sur le résultat avec les modèles DCF, car nous estimons que les flux de trésorerie prévus constituent le meilleur indicateur de cette juste valeur. Un certain nombre d'hypothèses et d'estimations importantes sont impliquées dans l'application du modèle DCF pour prévoir les flux de trésorerie d'exploitation, y compris les hypothèses concernant les taux d'actualisation, les prix de l'électricité marchande prévus, la production, les coûts des combustibles et les dépenses en immobilisations. Les flux monétaires actualisés utilisés dans nos tests de dépréciation sont généralement fondés sur des plans d'exploitation approuvés pour les années où des AAE ont été conclus et sur les relations historiques pour les estimations à l'expiration des AAE. Toutes les prévisions de flux de trésorerie des modèles DCF ont utilisé la production estimée de l'usine pour déterminer les hypothèses concernant la production future et les courbes de puissance et de combustibles des données de l'industrie pour estimer les prix futurs de l'électricité et des combustibles. Nous avons utilisé l'expérience historique pour déterminer les besoins de dépenses en immobilisations futurs estimés. Le taux d'actualisation appliqué aux modèles DCF représente le coût moyen pondéré du capital (« WACC »), cohérent avec le risque inhérent aux flux de trésorerie futurs du placement donné et repose sur une structure de capital présumée, le coût de la dette à long terme et le coût des capitaux propres, en accord avec des producteurs énergétiques indépendants comparables. Les bêtas utilisés dans le calcul du taux WACC ont été obtenus auprès de sources tierces réputées. La juste valeur qui pourrait être réalisée dans une transaction réelle peut différer de celle utilisée pour évaluer la dépréciation d'un titre mis en équivalence.

L'évaluation des titres mis en équivalence est considérée comme une évaluation de la juste valeur de niveau 3, ce qui signifie que l'évaluation des placements reflète les jugements de la direction quant aux hypothèses que les intervenants sur le marché utiliseraient pour déterminer la juste valeur des placements. Les déterminations de la juste valeur exigent un jugement considérable et sont sensibles aux variations de ces hypothèses et facteurs sous-jacents. Par conséquent, rien ne garantit que les estimations et les hypothèses faites aux fins d'un test de dépréciation des participations constitueront des prévisions exactes de l'avenir. Des exemples d'événements ou de circonstances susceptibles d'affecter négativement les hypothèses clés sous-jacentes et ayant une incidence sur la juste valeur estimée de nos placements peuvent inclure des facteurs macroéconomiques significativement différents de nos hypothèses de moment ou de niveau, une augmentation des coûts des intrants tels que la hausse des prix des combustibles et des coûts d'entretien ou la baisse des prix de l'électricité par rapport à nos prévisions à long terme.

4. Actifs à long terme et écart d'acquisition

2017

Nous soumettons nos actifs à long terme et notre écart d'acquisition à un test de dépréciation au moins une fois par an, ou plus souvent si nous jugeons que la direction a déterminé la survenance de certains événements déclencheurs aux termes de notre politique de dépréciation. Lorsque nous nous attendons à ne pas être en mesure de renouveler ou de renégocier un AAE, la valeur du projet pourrait être affectée de telle sorte que nous comptabilisions une dépréciation.

Naval Station, North Island et Naval Training Centre (« NTC ») (collectivement, les « Projets de San Diego ») vendent de l'électricité à San Diego Gas & Electric (« SDG&E ») en vertu des AAE dont l'expiration est prévue en décembre 2019. En outre, les trois projets fournissent de la vapeur à la marine américaine en vertu de contrats qui confèrent à ces projets le droit d'utiliser la propriété sur les sites respectifs sur lesquels se trouve chaque projet (les « contrats de la Marine »). En août 2017, nous n'avons pas réussi à obtenir des contrats pour fournir à la Marine la sécurité énergétique qui nous aurait permis d'utiliser les sites de Naval Station et de North Island après février 2018. À la suite de la notification des résultats de l'appel d'offres de la Marine, nous avons déterminé qu'il était peu probable que ces

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

projets soient exploités au-delà de l'expiration des contrats de la Marine. Par conséquent, nous avons effectué des tests de dépréciation d'actifs à long terme pour chacun de ces projets au 31 juillet 2017.

Afin de tester la recouvrabilité des actifs à long terme dans les groupes d'actifs, nous avons comparé la valeur comptable des actifs aux flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs qui devraient être générés par chacun des projets de San Diego au cours des dates prévues de déclassement. La valeur comptable de chaque groupe d'actifs comprend les immobilisations corporelles comptabilisées et les actifs incorporels liés aux AAE. À la suite de ce test, nous avons comptabilisé une dépréciation totale de 57,3 millions de dollars (22,5 millions de dollars à Naval Station, 13,5 millions de dollars à NTC et 21,2 millions de dollars à North Island) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017. Cette dépréciation comprend une dépréciation totale de 18,2 millions de dollars d'actifs incorporels liés aux AAE (10,3 millions de dollars à Naval Station, 3,6 millions de dollars à NTC et 4,2 millions de dollars à North Island) et une dépréciation partielle de 39,1 millions de dollars des immobilisations corporelles (12,1 millions de dollars à Naval Station, 9,9 millions de dollars à NTC et 17,0 millions de dollars à North Island). Après comptabilisation de la dépréciation, les projets de San Diego totalisent 7,7 millions de dollars d'immobilisations corporelles au 30 septembre 2017, ce qui représente notre estimation de la juste valeur en fonction des flux de trésorerie non actualisés et des valeurs de récupération résiduels des projets. Les projets de San Diego ont comptabilisé des obligations de cessation nettes de 4,6 millions de dollars au 30 septembre 2017. Nous procédons actuellement à l'évaluation des coûts de cessation estimés et pourrions apporter d'autres ajustements à ce montant au cours du trimestre clos le 31 décembre 2017, car le moment et les dispositions finales pour le déclassement des sites n'ont pas été déterminés.

2016

Au troisième trimestre de 2016, nous avons effectué un test de dépréciation de l'écart d'acquisition fondé sur les événements. Bien que des prix de l'électricité en baisse aient été observés au cours des deux dernières années, nous avons identifié une baisse significative des perspectives à long terme des prix de l'électricité dans les régions où nos unités d'exploitation opèrent au troisième trimestre de 2016. Étant donné que les flux de trésorerie futurs estimatifs de nos unités d'exploitation sont sensibles aux fluctuations des prix de l'électricité et que ces prix constituent l'intrant le plus important dans le calcul de la juste valeur d'une unité d'exploitation, nous avons déterminé qu'il convenait d'effectuer un test de dépréciation fondé sur les événements. Dans le cas de deux de nos unités d'exploitation (Morris et Nipigon), nous avons effectué une évaluation qualitative et conclu qu'il était probable que les justes valeurs dépassent considérablement les valeurs comptables. Ces unités d'exploitation ont un écart d'acquisition total de 6,9 millions de dollars et disposent d'AAE ayant un temps restant important avant leur date d'expiration et ne sont pas touchées de manière significative par la diminution des perspectives à long terme des prix de l'électricité.

Les cinq autres unités d'exploitation testées (Curtis Palmer, Mamquam, North Bay, Kapuskasing et Moresby Lake) ont échoué à l'étape 1 de notre test quantitatif en deux étapes. Étant donné que cinq unités d'exploitation ont échoué à l'étape 1 du test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes, nous avons identifié un événement déclencheur et lancé un test de recouvrabilité de leurs actifs à long terme. Le groupe d'actifs pour les tests de dépréciation des actifs à long terme est le même que l'unité d'exploitation aux fins du test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Afin de tester la recouvrabilité des actifs dans les groupes d'actifs, nous avons comparé la valeur comptable des actifs aux flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs qui devraient être générés par le groupe d'actifs. La valeur comptable de chaque groupe d'actifs comprend les immobilisations corporelles comptabilisées, les actifs incorporels liés aux AAE et l'écart d'acquisition. Parmi les cinq groupes d'actifs testés, les groupes d'actifs North Bay et Kapuskasing (secteur Canada) ont échoué au test de recouvrabilité et nous avons comptabilisé des charges au titre de dépréciation des immobilisations corporelles totalisant 5,9 millions de dollars pour les périodes closes le 30 septembre 2016. Pour ces groupes d'actifs, nous avons estimé leur juste valeur en utilisant une méthode fondée sur le résultat basée sur les hypothèses des intervenants sur le marché. Ces hypothèses comprennent les flux de trésorerie estimatifs pour la période restante de leurs AAE respectifs.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

Après avoir comptabilisé des dépréciations d'actifs à long terme, nous avons effectué l'étape 2 du test de dépréciation de l'écart d'acquisition et constaté une dépréciation totale de 50,2 millions de dollars à l'unité d'exploitation de Mamquam, une dépréciation partielle de 15,4 millions de dollars à l'unité d'exploitation de Curtis Palmer, une dépréciation totale de 6,5 millions de dollars à l'unité d'exploitation de North Bay, une dépréciation totale de 6,7 millions de dollars à l'unité d'exploitation de Kapuskasing et aucune dépréciation à l'unité d'exploitation de Moresby Lake pour une charge de dépréciation totale de l'écart d'acquisition de 78,8 millions de dollars pour les périodes closes le 30 septembre 2016. Au moment de leur acquisition en novembre 2011, la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge pour les unités d'exploitation de Mamquam et de Curtis Palmer a été évaluée en supposant une base marchande pour la période postérieure à l'expiration des AAE d'origine des projets. Les revenus énergétiques prévus sur une base marchande, sur les marchés respectifs où ces usines sont exploitées, étaient plus élevés que les prix de l'énergie actuellement prévus après l'expiration de l'AAE de l'unité d'exploitation. Les prix de l'électricité sur les marchés respectifs de ces usines ont diminué par rapport à 2011 et à nos évaluations de dépréciation antérieures en raison de plusieurs facteurs, notamment la baisse de la demande, la baisse des prix du pétrole et la baisse des prix du gaz naturel résultant de l'abondance du gaz de schiste. Nos prévisions pour les DCF reflètent également un niveau plus élevé d'incertitude pour le remodelage du contrat à des prix que ce qui avait été prévu en 2011. La baisse des prix à terme de l'électricité en Colombie-Britannique depuis notre dépréciation antérieure de l'écart d'acquisition au 30 novembre 2015, en particulier, a eu une incidence importante sur les DCF estimés de notre unité d'exploitation de Mamquam et a été le principal facteur de la dépréciation de l'écart d'acquisition enregistrée. Les perspectives de la demande de pointe de la Colombie-Britannique ont diminué principalement en raison d'une réduction de la construction et du besoin de liquéfaction prévu dans la région et de la perte de la demande d'énergie qui en découle. La baisse de la demande de pointe qui en résulte réduit la quantité de capacité nécessaire et, par conséquent, les prix de capacité ont également été réduits. De plus, l'AAE de l'unité d'exploitation de Curtis Palmer expire au plus tôt en décembre 2027 ou la provision d'une production de 10 000 GWh. Sur la base de la production cumulative de Curtis Palmer jusqu'à la date du test de dépréciation de l'écart d'acquisition, nous prévoyons que l'AAE expirera deux ans avant décembre 2027. Par conséquent, le modèle DCF de Curtis Palmer utilise des prix de l'électricité à terme pour cette période de deux ans qui sont considérablement inférieurs aux prix en vertu de l'AAE actuel.

Les charges au titre de dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2016 et non plus tôt au cours de l'exercice car nous n'avons relevé aucun événement déclencheur qui aurait nécessité une évaluation de la dépréciation fondée sur les événements. Bien que des prix de l'électricité en baisse aient été observés au cours des deux dernières années, la baisse significative des perspectives à long terme des prix de l'électricité identifiée au troisième trimestre de 2016 dans les régions où nos unités d'exploitation opèrent a eu l'incidence la plus importante sur les principaux intrants de nos modèles de flux de trésorerie prévus à long terme. De plus, les AAE de nos unités d'exploitation de North Bay et de Kapuskasing expirent le 31 décembre 2017. À mesure que ces projets approchent de la date d'expiration, les flux de trésorerie futurs contractuels estimés restants diminuent.

Nous déterminons la juste valeur de nos unités d'exploitation selon une approche fondée sur le résultat avec les modèles DCF, car nous estimons que les flux de trésorerie prévus constituent le meilleur indicateur de cette juste valeur. Un certain nombre d'hypothèses et d'estimations importantes sont impliquées dans l'application du modèle DCF pour prévoir les flux de trésorerie d'exploitation, y compris les hypothèses concernant les taux d'actualisation, les prix de l'électricité marchande prévus, la production, les coûts des combustibles et les dépenses en immobilisations. Les flux monétaires actualisés et non actualisés utilisés dans nos recouvrements d'actifs à long terme et dans nos tests de dépréciation des écarts d'acquisition étapes 1 et 2 pour nos unités d'exploitation sont généralement fondés sur des plans d'exploitation approuvés pour les années où des AAE ont été conclus et sur les relations historiques pour les estimations à l'expiration des AAE. Toutes les prévisions de flux de trésorerie des modèles DCF ont utilisé la production estimée de l'usine pour déterminer les hypothèses concernant la production future et les courbes de puissance et de combustibles des données de l'industrie pour estimer les prix futurs de l'électricité et des combustibles. Nous avons utilisé l'expérience historique pour déterminer les besoins de dépenses en immobilisations futurs estimés. Le taux d'actualisation appliqué

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

aux modèles DCF représente le coût moyen pondéré du capital (« WACC »), cohérent avec le risque inhérent aux flux de trésorerie futurs de l'unité d'exploitation donnée et repose sur une structure de capital présumée, le coût de la dette à long terme et le coût des capitaux propres, en accord avec des producteurs énergétiques indépendants comparables. Les bêtas utilisés dans le calcul du taux WACC ont été obtenus auprès de sources tierces réputées. Nous avons utilisé l'aide d'experts en évaluation pour effectuer les étapes 1 et 2 du test de dépréciation quantitatif pour plusieurs de nos unités d'exploitation. La juste valeur qui pourrait être réalisée dans une transaction réelle peut différer de celle utilisée pour évaluer la dépréciation des écarts d'acquisition.

L'évaluation des actifs à long terme et des écarts d'acquisition pour les tests de dépréciation est considérée comme une évaluation de la juste valeur de niveau 3, ce qui signifie que l'évaluation des actifs et des passifs reflète les jugements de la direction quant aux hypothèses que les intervenants sur le marché utiliseraient pour déterminer la juste valeur des actifs et des passifs. Les déterminations de la juste valeur exigent un jugement considérable et sont sensibles aux variations de ces hypothèses et facteurs sous-jacents. Par conséquent, rien ne garantit que les estimations et les hypothèses faites aux fins d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition constitueront des prévisions exactes de l'avenir. Des exemples d'événements ou de circonstances susceptibles d'affecter négativement les hypothèses clés sous-jacentes et ayant une incidence sur la juste valeur estimée de nos unités d'exploitation peuvent inclure des facteurs macroéconomiques significativement différents de nos hypothèses de moment ou de niveau, une augmentation des coûts des intrants tels que la hausse des prix des combustibles et des coûts d'entretien ou la baisse des prix de l'électricité par rapport à nos prévisions à long terme.

5. Dette à long terme

La dette à long terme est constituée des éléments suivants :

	30 septembre 2017	31 décembre 2016	Taux d'intérêt
Dette à recours :			
Facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang, échéance en 2023 ⁽¹⁾	\$ 562,7	\$ 639,9	LIBOR ⁽²⁾ plus 4,25 %
Billets non garantis de premier rang, échéance en juin 2036 (210,0 \$ CAN)	168,3	156,4	5,95 %
Dette sans recours :			
Facilité de prêt à plus d'un jour d'Epsilon Power Partners, échéance en 2019	8,8	13,5	LIBOR plus 3,130 %
Prêt à terme de Cadillac, échéance en 2025	24,8	27,0	LIBOR plus 1,37 %
Prêt à terme de Piedmont, échéance en 2018 ⁽³⁾	54,6	56,6	LIBOR plus 3,75 %
Autre dette à long terme	—	0,2	5,50 % - 6,70 %
Moins : escompte non amorti	(13,8)	(17,2)	
Moins : coûts de financement reportés non amortis	(11,6)	(15,3)	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	(156,5)	(111,9)	
Total de la dette à long terme	\$ 637,3	\$ 749,2	

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

La tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an est constituée des éléments suivants :

	30 septembre 2017	31 décembre 2016	Taux d'intérêt	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an :				
Facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang, échéance en 2023 ⁽¹⁾	\$ 92,5	\$ 100,0	LIBOR ⁽²⁾ plus	4,25 %
Facilité de prêt à plus d'un jour d'Epsilon Power Partners, échéance en 2019	6,4	6,2	LIBOR plus	3,130 %
Prêt à plus d'un jour de Cadillac, échéance en 2025	3,0	3,0	LIBOR plus	1,37 %
Prêt à plus d'un jour de Piedmont, échéance en 2018 ⁽³⁾	54,6	2,5	LIBOR plus	3,75 %
Autre dette à court terme	—	0,2	5,50 % -	6,70 %
Total de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	\$ 156,5	\$ 111,9		

- (1) Tous les trimestres, nous effectuons un paiement de cash sweep pour financer le capital restant dû, selon les modalités définies dans la convention de prêt à plus d'un jour. La tranche de la facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang classée comme étant à court terme est basée sur les paiements de capital requis pour réduire le montant total du capital des prêts à plus d'un jour garantis de premier rang afin d'atteindre un capital cible qui diminue trimestriellement selon un calendrier précis prédéterminé.
- (2) Le LIBOR ne peut pas être inférieur à 1,00 %. Nous avons conclu des swaps de taux d'intérêt pour atténuer l'exposition aux fluctuations du LIBOR pour un montant de 354,0 millions de dollars sur les emprunts totaux en circulation de 562,7 millions de dollars aux termes de notre facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang au 30 septembre 2017. Voir la Note 7, *Comptabilisation des instruments dérivés et des activités de couverture* pour plus de détails. Le 18 octobre 2017, la réévaluation de la facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang de 562,7 millions de dollars est entrée en vigueur. À la suite de cette réévaluation, la marge de taux d'intérêt sur le prêt à plus d'un jour et le crédit renouvelable a été réduite de 0,75 % au LIBOR majoré de 3,50 %. Le 30 octobre 2017, nous avons également prolongé d'un an la date d'échéance de notre facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang de 200 millions de dollars jusqu'au 13 avril 2022.
- (3) Le 13 octobre 2017, nous avons remboursé intégralement le prêt à plus d'un jour de 54,6 millions de dollars de Piedmont échéant en août 2018, avec de l'encaisse. En plus du remboursement de capital, nous avons payé 0,1 million de dollars d'intérêts courus, 9,4 millions de dollars pour résilier les accords de swap de taux d'intérêt et radié des coûts de financement reportés de 0,9 million de dollars. Les coûts de résiliation des swaps et les coûts de financement reportés seront comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs au cours du trimestre clos le 31 décembre 2017.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

6. Juste valeur des instruments financiers

Les éléments suivants représentent les évaluations récurrentes de la hiérarchie de la juste valeur de nos actifs et passifs financiers comptabilisés à la juste valeur au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016. Les actifs et les passifs financiers sont classés en fonction du plus faible niveau d'intrant qui est important pour l'évaluation de la juste valeur.

	30 septembre 2017			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs :				
Espèces et quasi-espèces	\$ 122,4	\$ —	\$ —	\$ 122,4
Encaisse affectée	12,5	—	—	12,5
Actif lié aux instruments dérivés	—	5,1	—	5,1
Total	\$ 134,9	\$ 5,1	\$ —	\$ 140,0
Passifs :				
Passif lié aux instruments dérivés	\$ —	\$ 33,0	\$ —	\$ 33,0
Total	\$ —	\$ 33,0	\$ —	\$ 33,0

	31 décembre 2016			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs :				
Espèces et quasi-espèces	\$ 85,6	\$ —	\$ —	\$ 85,6
Encaisse affectée	13,3	—	—	13,3
Actif lié aux instruments dérivés	—	8,6	—	8,6
Total	\$ 98,9	\$ 8,6	\$ —	\$ 107,5
Passifs :				
Passif lié aux instruments dérivés	\$ —	\$ 28,9	\$ —	\$ 28,9
Total	\$ —	\$ 28,9	\$ —	\$ 28,9

Les justes valeurs de nos instruments dérivés sont basées sur des transactions sur des marchés liquides. Les données du modèle d'évaluation peuvent généralement être vérifiées et les techniques d'évaluation n'impliquent pas de jugement significatif. Les justes valeurs de ces instruments financiers sont classées dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs. Nous utilisons nos meilleures estimations pour déterminer la juste valeur des contrats de produits et dérivés que nous détenons. Ces estimations tiennent compte de divers facteurs, notamment les cours de clôture, la valeur temps, les facteurs de volatilité et le risque de crédit. La juste valeur de chaque contrat est actualisée en utilisant un taux d'intérêt sans risque.

Nous ajustons également la juste valeur des actifs et des passifs financiers afin de refléter le risque de crédit, lequel est calculé en fonction de notre cote de crédit et de la cote de crédit de nos contreparties. Au 30 septembre 2017, les ajustements d'évaluation du crédit ont entraîné une augmentation nette de 2,4 millions de dollars de la juste valeur, qui comprend un gain avant impôts de 0,2 million de dollars dans les autres éléments du résultat étendu et un gain de 2,2 millions de dollars en variation de la juste valeur des instruments dérivés. Au 31 décembre 2016, les ajustements d'évaluation du crédit ont entraîné une augmentation nette de 3,8 millions de dollars de la juste valeur, qui comprend un gain avant impôts de 0,3 million de dollars dans les autres éléments du résultat étendu et un gain de 3,5 millions de dollars en variation de la juste valeur des instruments dérivés.

La valeur comptable des espèces et quasi-espèces et de l'encaisse affectée se rapproche de la juste valeur en raison de leur nature à court terme.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

7. Comptabilisation des instruments dérivés et des activités de couverture

Nous comptabilisons tous les instruments dérivés du bilan comme des actifs ou des passifs et les évaluons à la juste valeur pour chaque période sous revue. Nous avons un contrat désigné comme couverture de flux de trésorerie et nous reportons la partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) jusqu'à ce que les opérations couvertes aient lieu et soient comptabilisées dans les bénéfices (perte). La partie inefficace d'une couverture de flux de trésorerie est immédiatement comptabilisée dans les bénéfices (perte). Pour les autres dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur sont immédiatement comptabilisées dans les bénéfices (perte). Ces directives s'appliquent à nos swaps sur le gaz naturel, à nos swaps de taux d'intérêt et à nos contrats de change.

Accords d'achat et de vente de gaz

Nous avons conclu divers contrats d'achat et de vente de gaz pour nos projets Nipigon qui expirent entre le 31 octobre 2018 et le 31 décembre 2022. En juin 2014, Atlantic Power Limited Partnership a conclu des contrats d'achat de 2,9 millions de gigajoules (« Gj ») d'achats futurs de gaz naturel ayant débuté le 1er novembre 2014 et expirant le 31 décembre 2017 pour nos projets en Ontario. En décembre 2016, nous avons conclu un accord d'achat de gaz pour notre projet Kenilworth visant à fixer le prix de 0,8 million de Mmbtu d'achats de gaz naturel, ayant débuté le 1er janvier 2017 et expirant le 31 décembre 2017. Nous avons également conclu divers accords de vente et d'achat de gaz naturel pour environ 220 000 Mmbtu afin d'atténuer les fluctuations saisonnières des prix futurs du gaz naturel chez Morris jusqu'en février 2018. Ces accords ne permettent pas de bénéficier de la dérogation baptisée « NPNS » (achat normal ventes normales) et sont comptabilisés comme des instruments financiers dérivés puisque nous ne pouvions pas conclure qu'il est probable que ces contrats ne seront pas réglés au montant net et entraîneront une livraison physique. Ces instruments financiers dérivés sont enregistrés dans les bilans consolidés à la juste valeur et les changements dans la juste valeur marchande sont enregistrés dans les états consolidés des résultats.

Swaps sur le gaz naturel

Notre stratégie visant à atténuer les futures expositions aux changements des prix du gaz naturel pour ce qui est de nos projets consiste à conclure des swaps qui permettent d'efficacement fixer le prix du gaz naturel qui devrait être acheté dans le cadre de ces projets. Ces swaps sur le gaz naturel sont des instruments financiers dérivés et sont enregistrés dans les bilans consolidés à la juste valeur et les changements dans la juste valeur marchande sont enregistrés dans les états consolidés des résultats.

Nous avons conclus divers swaps sur le gaz naturel pour efficacement fixer le prix de 10,9 millions de Mmbtu des futures achats de gaz naturel à Orlando, ce qui représente près de 95 %, 90 %, 100 % et 50 % de notre part des achats prévus du gaz naturel dans le cadre du projet en 2017, 2018, 2019 et 2020, respectivement. Ces contrats sont comptabilisés comme des instruments financiers dérivés et sont enregistrés dans le bilan consolidé à la juste valeur au 30 septembre 2017. Les changements dans la juste valeur marchande de ces contrats sont enregistrés dans l'état consolidé des résultats.

Swaps de taux d'intérêt

Atlantic Power Limited Partnership Holdings (« APLP Holdings ») a conclu plusieurs swaps de taux d'intérêt pour atténuer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt au taux de parité modifiée entre l'euro et le dollar pour un montant nominal de 354,2 millions de dollars sur le montant total du capital des emprunts de 562,7 millions de dollars aux termes des prêts à plus d'un jour garantis de premier rang au 30 septembre 2017. Ces accords sur les swaps de taux d'intérêt expirent à diverses dates jusqu'au 31 mars 2020. Les emprunts aux termes des prêts à plus d'un jour garantis de premier rang portent intérêt à un taux égal à la parité modifiée entre l'euro et le dollar, plus une marge applicable de 4,25 %. Selon les termes de la convention de crédit, le taux de parité modifiée entre l'euro et le dollar ne peut être

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

inférieur à 1,00 %, ce qui donne lieu à un taux global minimum de 5,25 % sur les prêts à plus d'un jour garantis de premier rang.. À la suite de la conclusion de swaps, le taux global de 375,7 millions de dollars des prêts à plus d'un jour garantis de premier rang ne peut être inférieur à 5,25 %, si le taux de parité modifiée entre l'euro et le dollar est égal ou supérieur à 1,00 %.

Le projet Piedmont avait conclu des swaps de taux d'intérêt afin de fixer économiquement son exposition aux variations des taux d'intérêt liés à sa dette à taux variable. Les swaps de taux d'intérêt ont converti de manière efficace la dette à taux variable du LIBOR majoré d'une marge applicable de 3,75 % à un taux fixe de 4,47 % plus une marge applicable de 4,00 % jusqu'à l'échéance de la dette en août 2018, entraînant un taux global de 8,47 %. Les swaps de taux d'intérêt devaient expirer le 30 novembre 2030. Les swaps de taux d'intérêt n'ont pas été désignés comme couvertures et les variations de leur juste valeur marchande ont été comptabilisées dans les états consolidés des résultats. En octobre 2017, les swaps ont été réglés en raison du remboursement anticipé du prêt à plus d'un jour. Le règlement a donné lieu à des intérêts débiteurs de 9,4 millions de dollars qui seront comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs au cours du trimestre clos le 31 décembre 2017.

Le projet Cadillac a conclu un swap de taux d'intérêt qui fixe efficacement le taux d'intérêt à 6,1 % jusqu'au 15 février 2019, à 6,3 % du 16 février 2019 au 15 février 2023 et à 6,4 % par la suite. Le montant nominal du swap de taux d'intérêt correspond au capital restant dû sur la durée restante de la dette de Cadillac. Ce swap, qui est admissible et désigné comme couverture de flux de trésorerie, est en vigueur jusqu'en juin 2025 et la partie efficace des variations de la juste valeur marchande est comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Contrats de change à terme

Nous utilisons des contrats de change à terme pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change, car nous générons des flux de trésorerie en dollars américains et en dollars canadiens. Nous avons actuellement des obligations de paiement en dollars canadiens à l'égard des dividendes privilégiés, des intérêts sur nos débentures convertibles libellées en dollars canadiens et nos billets à moyen terme. Les paiements de capital et d'intérêts pour nos prêts à plus d'un jour garantis de premier rang ainsi que nos débentures convertibles libellées en dollars américains sont en dollars américains. Nous avons une stratégie de couverture visant à atténuer l'incidence du risque de change sur les paiements d'intérêts et de capital futurs, les dividendes privilégiés et les autres besoins en fonds de roulement. En mars 2017, nous avons conclu des contrats de change à terme pour vendre un total de 30 millions de dollars canadiens à un taux de change de 1,3381 en tranches de 10,0 millions de dollars canadiens en juin 2017, en septembre 2017 et en décembre 2017.

En juillet 2017, nous avons conclu des contrats de change à terme supplémentaires pour vendre un total de 10 millions de dollars canadiens à un taux de change de 1,2481 en tranches de 3,33 millions de dollars canadiens en mars 2018, en juin 2018 et en décembre 2018. En juillet 2017, nous avons également conclu des contrats de change à terme pour vendre un total de 10 millions de dollars canadiens à un taux de change de 1,2943 en tranches de 5,0 millions de dollars canadiens en mars 2018, de 3,0 millions de dollars canadiens en juin 2018 et de 2,0 millions en décembre 2018. En septembre 2017, nous avons conclu des contrats de change à terme pour vendre 5,0 millions de dollars canadiens à un taux de change de 1,2196 en septembre 2018.

Les contrats de change à terme ne sont pas désignés comme couvertures et les variations de leur valeur marchande sont comptabilisées en change dans les états consolidés des résultats au 30 septembre 2017.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

Volume des transactions prévues

Nous avons utilisé des instruments dérivés afin de couvrir économiquement les volumes nominaux de transactions prévues suivants, résumés ci-dessous, par type, à l'exclusion des dérivés admissibles à une dérogation NPNS au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016 :

	Unités	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Swaps sur le gaz naturel	Gaz naturel (Mmbtu)	9,0	4,9
Accords d'achat de gaz	Gaz naturel (Gigajoules)	10,5	11,3
Swaps de taux d'intérêt	Intérêt (\$US)	434,6	506,9
Contrats de change à terme	Dollars (\$CAN)	35,0	-

Juste valeur des instruments dérivés

Nous divulguons les actifs et les passifs liés aux instruments dérivés par transaction et ne compensons pas les montants au niveau de l'accord général de la contrepartie. Le tableau suivant résume la juste valeur de nos actifs et passifs liés à la juste valeur :

	30 septembre 2017	
	Actifs liés aux dérivés	Passifs liés Passifs
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie :		
Swaps de taux d'intérêt à court terme	\$ —	\$ 0,7
Swaps de taux d'intérêt à long terme	—	1,8
Total des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	—	2,5
Instruments dérivés non désignés comme couvertures de flux de trésorerie :		
Swaps de taux d'intérêt à court terme	1,4	8,8
Swaps de taux d'intérêt à long terme	2,6	—
Swaps sur le gaz naturel à court terme	0,4	0,1
Swaps sur le gaz naturel à long terme	—	—
Accords d'achat de gaz à court terme	0,7	3,3
Accords d'achat de gaz à long terme	—	17,7
Contrats de change à terme à court terme	—	0,6
Total des instruments dérivés non désignés comme couvertures de flux de trésorerie	5,1	30,5
Total des instruments dérivés	\$ 5,1	\$ 33,0

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

	31 décembre 2016	
	Actifs liés aux dérivés	Passifs liés Passifs
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie :		
Swaps de taux d'intérêt à court terme	\$ —	\$ 0,8
Swaps de taux d'intérêt à long terme	—	2,0
Total des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	—	2,8
Instruments dérivés non désignés comme couvertures de flux de trésorerie :		
Swaps de taux d'intérêt à court terme	0,4	1,9
Swaps de taux d'intérêt à long terme	4,5	6,5
Swaps sur le gaz naturel à court terme	3,9	0,8
Swaps sur le gaz naturel à long terme	0,1	—
Accords d'achat de gaz à court terme	—	4,5
Accords d'achat de gaz à long terme	—	12,7
Total des instruments dérivés non désignés comme couvertures de flux de trésorerie	8,9	26,4
Total des instruments dérivés	\$ 8,9	\$ 29,2

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le tableau suivant résume les variations du solde du cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (« OCI ») attribuables aux instruments financiers dérivés désignés comme couverture, net d'impôt :

	Swaps de taux d'intérêt	
Trimestre clos le 30 septembre 2017		
Solde du cumul des OCI au 30 juin 2017	\$	0,8
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie		—
Réalisés à partir des OCI au cours de l'exercice		0,1
Solde du cumul des OCI au 30 septembre 2017	\$	0,9

	Swaps de taux d'intérêt	
Trimestre clos le 30 septembre 2016		
Solde du cumul des OCI au 30 juin 2016	\$	(0,1)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie		—
Réalisés à partir des OCI au cours de l'exercice		0,2
Solde du cumul des OCI au 30 septembre 2016	\$	0,1

	Swaps de taux d'intérêt	
Période de neuf mois close le 30 septembre 2017		
Solde du cumul des OCI au 1er janvier 2017	\$	0,7
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie		(0,3)
Réalisés à partir des OCI au cours de l'exercice		0,5
Solde du cumul des OCI au 30 septembre 2017	\$	0,9

	Swaps de taux d'intérêt	
Période de neuf mois close le 30 septembre 2016		
Solde du cumul des OCI au 1er janvier 2016	\$	0,2
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie		(0,6)
Réalisés à partir des OCI au cours de l'exercice		0,5
Solde du cumul des OCI au 30 septembre 2016	\$	0,1

Incidence des instruments dérivés sur les états consolidés des résultats

Le tableau suivant résume la perte réalisée (le gain réalisé) pour les instruments dérivés non désignés comme couvertures de flux de trésorerie :

	Classification de la perte (gain) comptabilisée en recette	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
		2017	2016	2017	2016
Accords d'achat de gaz	Combustible	\$ 3,1	\$ 12,4	7,9	\$ 36,4
Swaps sur le gaz naturel	Combustible	(0,7)	0,6	(1,2)	4,0
Swaps de taux d'intérêt	Intérêts, nets	0,9	1,0	2,6	2,7

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

Le tableau suivant résume le gain non réalisé (la perte non réalisée) découlant des variations de la juste valeur des instruments financiers dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures de flux de trésorerie :

	Classification du gain (perte) comptabilisé en recette	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
		2017	2016	2017	2016
Swaps sur le gaz naturel	Variation de la juste valeur des dérivés	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ (0,3)	\$ 6,0
Accords d'achat de gaz	Variation de la juste valeur des dérivés	(1,3)	5,6	(4,3)	16,8
Swaps de taux d'intérêt	Variation de la juste valeur des dérivés	(0,8)	3,2	(1,2)	(2,8)
		<u>\$ (1,9)</u>	<u>\$ 9,0</u>	<u>\$ (5,8)</u>	<u>\$ 20,0</u>
Contrats de change à terme	Perte de change	<u>\$ (0,2)</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (0,7)</u>	<u>\$ —</u>

8. Impôts sur le revenu

	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Frais de l'impôt sur le revenu exigible	\$ 1,3	\$ 0,8	\$ 3,6	\$ 2,6
Frais (recettes) de l'impôt sur le revenu reporté	(17,2)	1,8	(42,1)	(16,8)
Total des frais (recettes) de l'impôt sur le revenu, net	<u>\$ (15,9)</u>	<u>\$ 2,6</u>	<u>\$ (38,5)</u>	<u>\$ (14,2)</u>

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 et 2016

Les recettes de l'impôt sur le revenu pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 se sont chiffrées à 15,9 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, calculées selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 12,9 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 étaient de 3,5 millions de dollars liés à une augmentation nette des provisions pour moins-value de la société au Canada et de 0,3 million de dollars d'autres écarts permanents. Ces éléments ont été compensés par un montant de 5,5 millions de dollars lié à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition supérieur et de 1,3 million de dollars pour des opérations de change.

Les frais de l'impôt sur le revenu pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 se sont chiffrés à 2,6 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, calculées selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 20,2 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 étaient de 22,5 millions de dollars liés à une dépréciation de l'écart d'acquisition. En outre, le taux a été affecté par une augmentation nette de 8,6 millions de dollars de nos provisions pour moins-value, principalement des augmentations de 9,3 millions de dollars au Canada liées à la perte en capital sur les notes intersociétés, de 1,9 million de dollars liée à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition plus élevé et de 0,8 million de dollars d'autres différences permanentes.

Les recettes de l'impôt sur le revenu pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 se sont chiffrées à 38,5 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, calculées selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 24,1 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 étaient de 1,5 million de dollars liés à une augmentation nette des provisions pour moins-value de la société au Canada et de 0,6 million de dollars d'autres écarts permanents. Ces éléments ont été compensés par un montant de 14,2 millions de dollars lié à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition supérieur et de 2,3 millions de dollars pour des opérations de change.

Les recettes de l'impôt sur le revenu pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 se sont chiffrées à 14,2 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, calculées selon le taux

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

législatif canadien de 26 %, étaient de 32,2 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 étaient de 22,5 millions de dollars liés à une dépréciation de l'écart d'acquisition, de 5,5 millions de dollars liés aux opérations de change et de 1,1 million de dollars d'autres écarts permanents. En outre, le taux a été affecté par une augmentation nette de 13,2 millions de dollars des provisions pour moins-value de la société, principalement des augmentations de 31,6 millions de dollars au Canada liées aux pertes et une diminution de 18,4 million de dollars aux États-Unis en raison des restructurations fiscales et des résultats supplémentaires. Ces éléments ont été compensés par des pertes en capital canadiennes de 18,5 millions de dollars comptabilisées lors des restructurations fiscales, 3,0 millions de dollars liés à la perte en capital sur les notes intersociétés et 2,8 millions de dollars liés à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition plus élevé.

Au 30 septembre 2017, nous avons comptabilisé une provision pour moins-value de 187,5 millions de dollars. Le montant est composé principalement de provisions pour reports prospectifs d'une perte nette canadienne et américaine. Pour évaluer la recouvrabilité de nos actifs d'impôts reportés, nous examinons s'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité des actifs d'impôts reportés sera réalisée. La réalisation finale des actifs d'impôts reportés dépend du revenu imposable futur projeté aux États-Unis et au Canada et des stratégies de planification fiscale disponibles.

9. Régimes de rémunération à base d'actions

Régime d'intéressement à long terme (« RILT »)

Le tableau suivant résume les variations des parts théoriques du RILT en cours au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 :

	Parts	Date d'attribution Juste valeur moyenne pondérée par part
En cours au 31 décembre 2016	2 101 118	2,08
Attribuées	1 817 463	2,38
Acquises et rachetées	(1 009 780)	2,22
Déchues	(24 227)	2,32
En cours au 30 septembre 2017	2 884 574	\$ 2,22

Les paiements au comptants effectués pour les parts théoriques acquises pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016 étaient de 0,7 million de dollars et de 0,4 million de dollars, respectivement. La charge de rémunération pour les actions théorique du RILT et de l'accord sur la participation au capital de transition était de 0,9 million de dollars et de 2,6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 et de 0,8 million de dollars et 0,9 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement.

Accord sur la participation au capital de transition

Nous avons également 539 904 actions théoriques de transition en circulation au 30 septembre 2017 aux termes de l'accord sur la participation au capital de transition conclu avec James J. Moore, Jr. Cinquante pour cent des actions théoriques de transition attribuées en janvier 2015 concernant l'exercice de 2015 seront acquises au quatrième anniversaire de la date d'attribution et la partie restante sera acquise à tout moment après le deuxième anniversaire de l'attribution si le cours de clôture moyen pondéré du dollar canadien de nos actions ordinaires sur le TSX pendant au moins trois mois civils consécutifs a dépassé le prix du marché par action ordinaire en date du 22 janvier 2015 (3,18 dollars CAN) d'au moins 50 % (4,77 dollars CAN).

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

10. Perte de base et diluée par action

La perte de base par action est calculée en divisant la perte nette par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de leurs exercices respectifs. La perte diluée par action est calculée en incluant les actions potentielles dilutives comme s'il s'agissait d'actions en circulation au cours de l'exercice. Les actions potentielles dilutives comprennent le nombre moyen pondéré d'actions, à la date d'attribution de ces parts théoriques, qui seraient émises si les parts théoriques non acquises en circulation en vertu du RILT étaient acquises et rachetées contre des actions aux termes du RILT.

Étant donné que nous avons déclaré une perte pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016, respectivement, le résultat dilué par action est égal au résultat de base par action étant donné que l'inclusion d'actions potentiellement dilutives dans le calcul est anti-dilutive.

Le tableau suivant présente le résultat net dilué et les actions potentielles dilutives utilisées dans le calcul par action pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016 :

	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Numérateur :				
Perte nette attribuable à Atlantic Power Corporation	\$ (32,9)	\$ (82,4)	\$ (57,5)	\$ (116,2)
Dénominateur :				
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation de base	115,3	119,3	115,1	120,9
Actions potentielles dilutives :				
Débtures convertibles	8,1	8,1	8,1	14,9
Parts théoriques du RILT	—	0,1	—	0,1
Actions potentiellement dilutives	123,4	127,5	123,2	135,9
Perte de base et diluée par action attribuable à Atlantic Power Corporation	\$ (0,29)	\$ (0,69)	\$ (0,50)	\$ (0,96)

L'effet dilutif de nos débtures convertibles est calculé à l'aide de la méthode de la conversion hypothétique. Selon la méthode de la conversion hypothétique, les débtures sont supposées être converties au début de la période, et les actions ordinaires résultantes sont incluses dans le dénominateur du calcul du résultat par action dilué pour l'ensemble de la période présentée. Les intérêts débiteurs, déduction faite des effets de l'impôt sur le revenu, seraient rajoutés au numérateur aux fins du calcul de la conversion hypothétique. Des actions potentiellement dilutives de débtures convertibles de 8,1 millions de dollars et de 8,1 millions de dollars ont été exclues des actions entièrement diluées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, respectivement, car leur incidence aurait un effet anti-dilutif. Des actions potentiellement dilutives de débtures convertibles de 8,1 millions de dollars et de 14,9 millions de dollars ont été exclues des actions entièrement diluées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, car leur incidence aurait un effet anti-dilutif.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

11. Capitaux propres

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les capitaux propres de début et de fin attribuables aux actionnaires d'Atlantic Power Corporation, les actions privilégiées émises par une filiale et le total des capitaux propres pour la période de neuf mois close les 30 septembre 2017 et 2016 :

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017		
	Total des capitaux propres des actionnaires	Actions privilégiées émises par une	Total des capitaux propres
	d'Atlantic Power Corporation	filiale	
Solde au 1er janvier 2017	\$ 64,6	\$ 221,3	\$ 285,9
Recettes (pertes) nettes	(57,5)	3,5	(54,0)
Profit réalisé et non réalisé sur les activités de couverture, net d'impôts	0,2	—	0,2
Écart de conversion des devises	15,9	—	15,9
Régime à prestations définies, net d'impôt	0,1	—	0,1
Rachats d'actions ordinaires	(0,2)	—	(0,2)
Rachats d'actions privilégiées	—	(3,1)	(3,1)
Rémunération à base d'actions	1,6	—	1,6
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées d'une filiale	—	(6,5)	(6,5)
Solde au 30 septembre 2017	\$ 24,7	\$ 215,2	\$ 239,9

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2016		
	Total des capitaux propres des actionnaires	Actions privilégiées émises par une	Total des capitaux propres
	d'Atlantic Power Corporation	filiale	
Solde au 1er janvier 2016	\$ 213,9	\$ 221,3	\$ 435,2
Recettes (pertes) nettes	(116,2)	6,4	(109,8)
Perte réalisée et non réalisée sur les activités de couverture, net d'impôts	(0,1)	—	(0,1)
Écart de conversion des devises	(2,6)	—	(2,6)
Rachats d'actions ordinaires	(13,9)	—	(13,9)
Rémunération à base d'actions	1,4	—	1,4
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées d'une filiale	—	(6,4)	(6,4)
Solde au 30 septembre 2016	\$ 82,5	\$ 221,3	\$ 303,8

Programme de rachat d'actions

En décembre 2015, notre conseil d'administration a approuvé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« NCIB ») pour chaque série de nos débentures convertibles subordonnées non garanties, de nos actions ordinaires et pour chaque série des actions privilégiées d'Atlantic Power Preferred Equity Ltd (« APPEL »), la filiale dont nous sommes propriétaire. L'autorisation du conseil a permis à la société de racheter des actions sous forme de rachats de titres sur le marché. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités a expiré le 28 décembre 2016. Jusqu'au 30 septembre 2016, nous avons racheté et annulé 5,7 millions d'actions ordinaires pour un coût total de 13,9 millions de dollars. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, nous avons racheté 8,0 millions d'actions ordinaires cumulatives pour un coût total de 19,5 millions de dollars. Les rachats et les retraits d'actions ordinaires sont comptabilisés dans les actions ordinaires des bilans consolidés.

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

Le 29 décembre 2016, nous avons initié une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui expirera le 28 décembre 2017 ou toute date antérieure à mesure que la société ou APPEL concrétisent leurs achats respectifs conformément aux offres publiques de rachat dans le cours normal des activités. En vertu de la nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités, nous pouvons acheter jusqu'à environ 11,3 millions d'actions ordinaires, soit 10 % de notre flottant. Jusqu'au 30 septembre 2017, nous avons racheté et annulé 0,1 millions d'actions ordinaires pour un coût de 0,2 millions de dollars. Jusqu'au 30 septembre 2017, nous avons également racheté et annulé 0,3 million de nos actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif de 25,0 dollars CAN à un taux de 4,85 % en valeur nominale de série 1, à 15,5 dollars CAN par action, pour un paiement total de 3,9 millions de dollars CAN, résultant en un gain de 3,0 millions de dollars comptabilisé dans les recettes (pertes) nettes attribuables aux actions privilégiées d'une filiale au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017.

12. Données sectorielles et géographiques

Nous avons quatre secteurs isolables : Est des États-Unis, Ouest des États-Unis, Canada et entreprise non attribuée. Nous analysons la performance de nos secteurs d'exploitation en fonction du BAIIA ajusté au projet, défini comme les recettes du projet (pertes) plus intérêts, impôts et amortissements (y compris les charges au titre de dépréciation hors trésorerie) et les variations de la juste valeur des instruments dérivés. Nous utilisons le BAIIA ajusté au projet pour fournir des données comparatives sur la performance du secteur sans tenir compte de la façon dont les projets sont capitalisés ou s'ils contiennent des contrats dérivés qui doivent être comptabilisés à la juste valeur. Nos participations au capital dans les sociétés affiliées non consolidées sont présentées proportionnellement selon notre pourcentage de participation dans le rapprochement du BAIIA ajusté au projet et des recettes du projet (pertes).

Un rapprochement entre le BAIIA ajusté au projet et les pertes nettes pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016 est inclus dans les tableaux ci-dessous :

	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Société non attribuée	Consolidé
Trimestre clos le 30 septembre 2017					
Recettes du projet	\$ 39,8	\$ 35,1	\$ 33,5	\$ 0,2	\$ 108,6
Actifs du secteur	680,9	237,5	281,9	113,6	1 313,9
BAIIA ajusté au projet	\$ 30,6	\$ 21,7	\$ 24,6	\$ 0,5	\$ 77,4
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	1,3	—	1,3	(0,6)	2,0
Dépréciation et amortissement	11,8	10,6	14,0	0,2	36,6
Intérêts, nets	2,5	—	—	—	2,5
Dépréciation	—	57,3	—	—	57,3
Autres recettes du projet	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Recettes du projet (pertes)	15,0	(46,2)	9,4	0,9	(20,9)
Administration	—	—	—	5,5	5,5
Intérêts débiteurs, nets	—	—	—	13,8	13,8
Perte de change	—	—	—	9,4	9,4
Recettes (pertes) liées aux activités poursuivies avant impôts sur le revenu	15,0	(46,2)	9,4	(27,8)	(49,6)
Recettes de l'impôt sur le revenu	—	—	—	(15,9)	(15,9)
Recettes (pertes) nettes liées aux activités poursuivies	<u>\$ 15,0</u>	<u>\$ (46,2)</u>	<u>\$ 9,4</u>	<u>\$ (11,9)</u>	<u>\$ (33,7)</u>

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Société non attribuée	Consolidé
Trimestre clos le 30 septembre 2016					
Recettes du projet	\$ 31,3	\$ 34,1	\$ 35,6	\$ 0,2	\$ 101,2
Actifs du secteur	764,9	328,9	325,3	102,8	1 521,9
BAIIA ajusté au projet	\$ 19,4	\$ 21,3	\$ 10,7	\$ (0,1)	\$ 51,3
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	(1,2)	—	(5,6)	(2,2)	(9,0)
Dépréciation et amortissement	11,0	9,9	9,4	0,1	30,4
Intérêts, nets	2,8	—	—	—	2,8
Dépréciation	15,4	—	69,3	—	84,7
Autres recettes du projet	—	—	—	(0,5)	(0,5)
Recettes (pertes) liées au projet	(8,6)	11,4	(62,4)	2,5	(57,1)
Administration	—	—	—	5,7	5,7
Intérêts débiteurs, nets	—	—	—	20,0	20,0
Gain de change	—	—	—	(3,4)	(3,4)
Autres recettes, nettes	—	—	—	(1,7)	(1,7)
Recettes (pertes) liées aux activités poursuivies avant impôts sur le revenu	(8,6)	11,4	(62,4)	(18,1)	(77,7)
Frais de l'impôt sur le revenu	—	—	—	2,6	2,6
Recettes (pertes) nettes liées aux activités poursuivies	<u>\$ (8,6)</u>	<u>\$ 11,4</u>	<u>\$ (62,4)</u>	<u>\$ (20,7)</u>	<u>\$ (80,3)</u>

	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Société non attribuée	Consolidé
Période de neuf mois close le 30 septembre 2017					
Recettes du projet	\$ 116,3	\$ 86,2	\$ 127,8	\$ 0,7	\$ 331,0
Actifs du secteur	680,9	237,5	281,9	113,6	1 313,9
BAIIA ajusté au projet	\$ 86,8	\$ 41,5	\$ 97,3	\$ 1,0	\$ 226,6
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	3,3	—	5,4	(2,9)	5,8
Dépréciation et amortissement	34,2	30,6	40,4	0,4	105,6
Intérêts, nets	8,0	—	—	—	8,0
Dépréciation	—	57,3	—	—	57,3
Autres dépenses (recettes) du projet	57,7	—	(0,1)	—	57,6
Recettes (pertes) liées au projet	(16,4)	(46,4)	51,6	3,5	(7,7)
Administration	—	—	—	17,6	17,6
Intérêts débiteurs, nets	—	—	—	49,5	49,5
Perte de change	—	—	—	17,7	17,7
Recettes (pertes) liées aux activités poursuivies avant impôts sur le revenu	(16,4)	(46,4)	51,6	(81,3)	(92,5)
Recettes de l'impôt sur le revenu	—	—	—	(38,5)	(38,5)
Recettes (pertes) nettes liées aux activités poursuivies	<u>\$ (16,4)</u>	<u>\$ (46,4)</u>	<u>\$ 51,6</u>	<u>\$ (42,8)</u>	<u>\$ (54,0)</u>

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Société non attribuée	Consolidé
Période de neuf mois close le					
30 septembre 2016					
Recettes du projet	\$ 104,3	\$ 78,7	\$ 122,0	\$ 0,8	\$ 305,8
Actifs du secteur	764,9	328,9	325,3	102,8	1 521,9
BAIIA ajusté au projet	\$ 70,5	\$ 43,4	\$ 46,2	\$ (0,2)	\$ 159,9
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	(3,0)	—	(17,7)	0,6	(20,1)
Dépréciation et amortissement	33,0	29,6	27,7	0,5	90,8
Intérêts, nets	8,2	—	—	—	8,2
Dépréciation	15,4	—	69,3	—	84,7
Autres recettes du projet	—	—	—	(0,4)	(0,4)
Recettes du projet (pertes)	16,9	13,8	(33,1)	(0,9)	(3,3)
Administration	—	—	—	17,6	17,6
Intérêts débiteurs, nets	—	—	—	87,9	87,9
Perte de change	—	—	—	19,1	19,1
Autres recettes, nettes	—	—	—	(3,9)	(3,9)
Recettes (pertes) liées aux activités poursuivies avant impôts sur le revenu	16,9	13,8	(33,1)	(121,6)	\$ (124,0)
Recettes de l'impôt sur le revenu	—	—	—	(14,2)	(14,2)
Recettes (pertes) nettes liées aux activités poursuivies	\$ 16,9	\$ 13,8	\$ (33,1)	\$ (107,4)	\$ (109,8)

Le tableau ci-dessous fournit des informations, par pays, sur nos activités consolidées pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016 et les immobilisations corporelles au 30 septembre 2017 et au 31 décembre 2016, respectivement. Les recettes sont enregistrées dans le pays où elles sont acquises et les actifs sont enregistrés dans le pays où ils sont situés.

	Recettes du projet, trimestre clos le 30 septembre		Recettes du projet, neuf mois clos le 30 septembre		Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	
	2017	2016	2017	2016	30 septembre 2017	31 décembre 2016
États-Unis	\$ 75,1	\$ 65,6	\$ 203,2	\$ 183,8	\$ 437,0	\$ 499,2
Canada	33,5	35,6	127,8	122,0	215,6	234,0
Total	\$ 108,6	\$ 101,2	\$ 331,0	\$ 305,8	\$ 652,6	\$ 733,2

Independent Electricity System Operator (« IESO »), SDG&E, BC Hydro et Georgia Power Company ont respectivement généré 16,4 %, 13,9 %, 11,3 % et 10,3 % du total des recettes consolidées pour le trimestre clos le 30 septembre 2017. IESO, SDG&E, Niagara Mohawk et BC Hydro ont respectivement généré 19,3 %, 11,1 %, 10,7 % et 10,3 % du total des recettes consolidées pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017. IESO, SDG&E, Georgia Power Company et BC Hydro ont respectivement généré 24,5 %, 16,1 %, 10,9 % et 10,6 % du total des recettes consolidées pour le trimestre clos le 30 septembre 2016. IESO, BC Hydro et SDG&E ont respectivement généré 28,0 %, 11,6 % et 11,5 % du total des recettes consolidées pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016. IESO et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO ») achètent l'électricité des projets Calstock, Kapuskasing, Nipigon et North Bay dans le secteur Canada, San Diego Gas & Electric achète de l'électricité aux projets de Naval Station, NTC et North Island dans le secteur Ouest des États-Unis, Georgia Power Company achète l'électricité

ATLANTIC POWER CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.

(en millions de dollars américains, sauf les montants par action)

(Non audités)

du projet Piedmont dans le secteur Est des États-Unis et BC Hydro achète l'électricité des projets Mamquam, Moresby Lake et Williams Lake dans le secteur Canada.

13. Garanties et éventualités

Garanties

Nous et nos filiales avons conclu divers contrats qui incluent l'indemnisation et les provisions de garantie comme faisant partie de nos activités commerciales. Par exemple, ces contrats incluent des achats d'actifs et des conventions d'achat, des accords de joint-venture, des conventions de services d'exploitation et d'entretien, et d'autres types d'accords contractuels avec les fournisseurs et d'autres tiers, ainsi que les sociétés affiliées. Ces contrats indemnisent généralement la contrepartie pour certaines questions, entres autres, en matière de fiscalité, de responsabilités environnementales, de litiges, ainsi que pour les violations des déclarations, des garanties et des clauses énoncées dans les présentes conventions.

Éventualités

De temps à autre, Atlantic Power, ses filiales et les projets sont parties à des différends et à des litiges qui surviennent dans le cours normal des affaires. Nous évaluons notre exposition à ces questions et comptabilisons les éventualités liées aux pertes lorsqu'une perte est probable et peut être raisonnablement estimée. Aucun litige en cours n'a été réservé ou pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation au 30 septembre 2017.

Règlement de la SFIÉO

Le 19 janvier 2017, la Cour suprême du Canada a rejeté la demande d'autorisation de la SFIÉO d'en appeler de la décision de la Cour d'appel de l'Ontario concernant l'interprétation de l'indexation des prix de l'électricité vendue à la SFIÉO en vertu de certains AAE avec des producteurs privés. Nous n'étions pas partie à ce litige. Nous avons toutefois conclu un accord de moratoire avec la SFIÉO en avril 2015 concernant nos projets de North Bay, Kapuskasing et Tunis, découlant de notre désaccord avec la SFIÉO au sujet de l'interprétation du calcul de l'indexation des prix dans nos AAE. En vertu de l'accord de moratoire, nous nous sommes réservé le droit d'intenter des poursuites contre la SFIÉO et de suspendre le délai de prescription applicable pour présenter de telles poursuites.

Le 27 avril 2017, nous avons conclu un accord de règlement avec la SFIÉO à l'égard de notre accord de moratoire. Selon les modalités du règlement, la SFIÉO a accepté de nous verser environ 36,4 millions de dollars canadiens, ce qui représente l'application du calcul de l'indexation des prix en vertu des AAE respectifs pour l'électricité vendue à la SFIÉO entre avril 2013 et le 31 décembre 2017. Un ajustement subséquent a fait passer le total à environ 37,8 millions de dollars canadiens.

Sur le montant de 37,8 millions de dollars canadiens convenu en règlement, nous avons reçu 34,0 millions de dollars canadiens (environ 25,6 millions de dollars) et avons comptabilisé ce montant comme autres produits aux deuxième et troisième trimestres de 2017, les périodes où toutes les éventualités ont été résolues. Les 3,8 millions de dollars canadiens restants du règlement concernent l'application de l'indexation des prix aux contrats de répartition améliorés à North Bay et à Kapuskasing et seront comptabilisés comme produits, lorsqu'ils seront gagnés, jusqu'à la date d'expiration du 31 décembre 2017.

INFORMATIONS PRÉVISIONNELLES

Certains énoncés contenue dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q constituent des « énoncés prévisionnels » au sens du Private Securities Litigation Reform Act de 1995. Les énoncés prévisionnels peuvent généralement être identifiés par l'utilisation de termes de nature prévisionnelle tels que « perspective », « objectif », « pourrait », « peut », « s'attendre à », « avoir l'intention de », « estimer », « prévoir », « croire », « devrait », « planifier », « continuer » ou des expressions similaires suggérant des résultats ou des événements futurs. Des exemples de ces énoncés dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants :

- notre capacité à générer suffisamment de flux de trésorerie pour assurer le service de notre dette ou mettre en œuvre notre plan d'affaires, notamment financer des potentiels projets de croissance interne ou externe;
- le résultat ou l'incidence de notre stratégie d'entreprise pour augmenter notre valeur intrinsèque par action grâce à une gestion rigoureuse de notre bilan et de notre structure de coûts et à l'investissement de notre trésorerie discrétionnaire dans une combinaison de projets de croissance organique et externe, d'acquisitions et de rachats de titres de créance et de capitaux propres;
- notre capacité à renouveler ou à conclure de nouveaux AAE à des conditions favorables ou notre incapacité après l'expiration de nos accords actuels;
- notre capacité à respecter les engagements financiers en vertu de nos prêts à plus d'un jour garantis de premier rang et de nos autres dettes;
- les attentes concernant les dépenses en capital et d'entretien; et
- l'incidence des changements législatifs, réglementaires, concurrentiels et technologiques.

Ces énoncés prévisionnels reflètent nos attentes actuelles concernant les événements futurs et la performance d'exploitation et ne sont valables qu'à la date du présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q. Ces énoncés prévisionnels sont fondés sur un certain nombre d'hypothèses qui peuvent s'avérer incorrectes, notamment, mais sans s'y limiter, l'hypothèse selon laquelle les projets fonctionneront conformément à nos attentes. Bon nombre de ces risques et incertitudes peuvent avoir une incidence sur nos résultats réels et pourraient faire en sorte qu'ils diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans tout énoncé prévisionnel que nous faisons ou fait en notre nom.

Les énoncés prévisionnels comportent des risques et des incertitudes importants, ne doivent pas être interprétés comme des garanties de performance ou de résultats futurs et ne constitueront pas nécessairement des indications précises de la date ou du moment auquel ces performances ou résultats seront atteints. En outre, un certain nombre de facteurs peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent sensiblement des résultats décrits dans les énoncés prévisionnels, y compris, mais sans s'y limiter, les facteurs inclus dans les documents déposés par Atlantic Power de temps à autre auprès de la SEC et les facteurs de risque décrits sous « Rubrique 1A. Facteurs de risque » de notre rapport annuel sur formulaire 10 K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et dans ce rapport trimestriel sur le formulaire 10 Q. Dans la mesure où les facteurs de risque dans notre rapport annuel sur le formulaire 10 K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se rapportent à l'information factuelle divulguée ailleurs dans le présent rapport trimestriel sur formulaire 10 Q, y compris en ce qui concerne notre plan d'affaires et tout élément nouveau dans notre stratégie d'entreprise; ces facteurs de risque doivent être interprétés à la lumière de ces renseignements. Notre entreprise est à la fois très compétitive et soumise à divers risques.

Ces risques comprennent, sans s'y limiter :

- l'expiration ou la résiliation d'AAE et notre capacité à renouveler ou à conclure de nouveaux AAE à des conditions favorables ou notre incapacité;
- notre capacité à assurer le service de notre dette ou à générer suffisamment de flux de trésorerie pour verser des dividendes privilégiés;

- notre capacité à accéder à des liquidités pour l'exploitation continue de notre entreprise et l'exécution de notre plan d'affaires ou de toute option éventuelle pouvant impliquer une ou plusieurs utilisations de l'encaisse, l'émission de titres de créance ou de capitaux propres additionnels et l'apparition de dettes bancaires privées ou institutionnelles sans recours;
- notre endettement et nos mécanismes de financement et les modalités, engagements et restrictions inclus dans nos prêts à plus d'un jour garantis de premier rang;
- les fluctuations du taux de change;
- l'incidence des révisions à la baisse de notre cote de crédit ou de la cote de crédit de nos titres de créance en circulation, et des changements dans notre solvabilité;
- les marchés financiers et du crédit instables;
- la dépendance de nos projets vis-à-vis de leurs clients en électricité et en énergie thermique;
- l'exposition de certains de nos projets aux fluctuations du prix de l'électricité ou du gaz naturel;
- la dépendance de nos projets vis-à-vis des fournisseurs tiers;
- les projets ne sont pas exploités pas conformément au plan;
- les effets des conditions météorologiques, qui influent sur la demande d'électricité et de combustible ainsi que sur les conditions d'exploitation;
- les conditions économiques et incertitudes américaines, canadiennes et/ou mondiales;
- les risques indépendants de notre volonté, y compris, mais sans s'y limiter, la crise géopolitique, les actes de terrorisme ou les actes de guerre connexes, les catastrophes naturelles ou d'autres événements catastrophiques;
- l'adéquation de notre couverture d'assurance;
- l'incidence d'importantes réglementations énergétiques, environnementales et autres sur nos projets;
- l'incidence de la dépréciation de l'écart d'acquisition ou des actifs à long terme;
- une concurrence accrue, y compris pour les acquisitions;
- notre contrôle limité sur l'exploitation de certains projets appartenant à des entreprises minoritaires;
- les restrictions de transfert sur nos titres de participation dans certains projets;
- les risques inhérents à l'utilisation d'instruments dérivés;
- les interruptions de travail;
- l'incidence de cyber-intrusions hostiles;
- les conséquences de notre non-respect de la loi américaine Foreign Corrupt Practices Act et/ou de la loi canadienne sur la corruption d'agents publics étrangers; et
- notre capacité à retenir, motiver et recruter des cadres et d'autres employés clés.

Les facteurs ou hypothèses importants qui ont servi à tirer une conclusion ou à établir une estimation dans les énoncés prévisionnels comprennent des projections par des tiers de la capacité régionale en combustible et en électricité et des prix de l'énergie fondés sur des hypothèses concernant les conditions économiques futures et les plans d'action. Bien que les énoncés prévisionnels contenus dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q soient fondés sur des hypothèses jugées raisonnables, les investisseurs ne peuvent être assurés que les résultats réels seront conformes à ces énoncés prévisionnels, et les différences pourraient être importantes. Certains énoncés inclus dans ce rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q peuvent être considérés comme des « perspectives financières » aux fins des lois sur les valeurs mobilières applicables, et ces perspectives financières pourraient ne pas convenir à d'autres fins que le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q. Ces énoncés prévisionnels sont faits à la date du présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q et, sauf si expressément requis par la loi applicable, nous n'assumons aucune obligation de les mettre à jour ou de les réviser pour refléter de nouveaux événements ou circonstances.

RUBRIQUE 2. EXPOSÉ ET ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

L'analyse suivante de la situation financière et des résultats d'exploitation d'Atlantic Power doivent être lue conjointement avec nos états financiers consolidés intermédiaires et les notes afférentes inclus dans le présent rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q. Tous les montants en dollars mentionnés ci-dessous sont en millions de dollars américains, à l'exception des montants par action ou sauf indication contraire. Les états financiers intermédiaires ont été préparés conformément aux PCGR.

APERÇU

Atlantic Power possède et exploite une large flotte d'actifs de production d'énergie aux États-Unis et au Canada. Nos projets de production d'énergie permettent de fournir de l'électricité aux services publics et à d'autres grands clients commerciaux, principalement en vertu d'AAE à long terme visant à minimiser l'exposition aux fluctuations des prix. Au 30 septembre 2017, la capacité de production d'électricité brute totale de nos projets de production d'énergie s'élevait à environ 2 138 MW, dont une participation propre globale d'environ 1 500 MW. Notre portefeuille actuel comprend des participations dans vingt-trois projets de production d'énergie dans neuf États américains et deux provinces au Canada. Dix-neuf des projets sont actuellement opérationnels, soit une capacité totale de 1 975 MW en termes de capacité brute et 1 337 MW en termes de participation nette. Les quatre autres projets, tous localisés en Ontario, ne sont pas opérationnels, trois en raison d'ententes contractuelles révisées avec l'acheteur et le dernier, Tunis, a une entente contractuelle différée de 15 ans qui commencera avant juin 2019. Nous sommes actionnaire majoritaire dans dix-huit de nos projets.

Nous vendons la plus grande partie de la capacité et de l'énergie de nos projets de production d'énergie en vertu des AAE à une variété de services publics et d'autres parties. En vertu des AAE, nous recevons des paiements pour l'énergie électrique vendue à nos clients (connue sous le nom de paiements d'énergie), en plus des paiements pour la capacité de production d'électricité (connue sous le nom de paiements de capacité). Nos AAE ont des dates d'échéance allant du 31 décembre 2017 au 31 décembre 2037. Neuf de nos projets, représentant 25 % de notre puissance nette en MW et 30 % de notre BAIIA ajusté au projet de 2016, ont des AAE ou d'autres ententes contractuelles qui expireront au cours des cinq prochaines années. Ces projets sont les suivants : Kapuskasing (2017), North Bay (2017), Williams Lake (2018), Kenilworth (2018), Naval Station (2019), NTC (2019), North Island (2019), Calstock (2020) et Oxnard (2020). Il n'y a pas d'expiration d'AAE en 2021. Voir la rubrique *Développements récents - Dépréciations* ci-dessous pour un exposé approfondi de Naval Station, NTC et North Island. Lorsqu'un AAE expire, il peut être difficile pour nous d'obtenir un nouvel AAE, voire pas du tout, ou le prix reçu par le projet pour obtenir de l'électricité en vertu d'ententes subséquentes peut être considérablement réduit. La durée de vie moyenne restante de nos AAE pondéré en MW est d'environ 7 ans. Nous vendons également de la vapeur provenant d'un certain nombre de nos projets à des acheteurs industriels dans le cadre d'accords de vente de vapeur. Les ventes d'électricité sont généralement plus élevées pendant les mois d'été et d'hiver, lorsque les températures extrêmes créent une demande pour le refroidissement estival ou le chauffage hivernal.

La majorité de nos projets de production d'énergie au gaz naturel, au charbon et à la biomasse font l'objet de contrats d'approvisionnement en combustible à long terme, généralement accompagnées de modalités de transport de combustible. Dans la plupart des cas, la durée de l'approvisionnement en combustible et les modalités de transport correspondent à la durée des AAE pertinents et bon nombre des AAE et des accords de vente de vapeur prévoient l'indexation ou la répercussion des coûts des combustibles sur nos clients. Dans les cas où il n'y a pas de répercussion des

coûts des combustibles, nous essayons souvent d'atténuer le risque lié au prix du marché de l'évolution des coûts des marchandises au moyen de stratégies de couverture.

Nous exploitons et entretenons directement dix-huit de nos projets de production d'énergie. Nous travaillons également en partenariat avec des chefs de file reconnus de l'industrie de l'énergie indépendante pour exploiter et entretenir nos autres projets. En vertu de ces conventions d'exploitation, d'entretien et de gestion, l'exploitant est généralement responsable des services d'exploitation, d'entretien et de réparation.

DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS

Réévaluation de la facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang

Le 18 octobre 2017, la réévaluation de la facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang de 563 millions de dollars et de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang est entrée en vigueur. Le 30 octobre 2017, l'extension de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang de 200 millions de dollars est également entrée en vigueur. À la suite de cette réévaluation, la marge de taux d'intérêt sur le prêt à plus d'un jour et le crédit renouvelable a été réduite de 0,75 % additionnel au LIBOR majoré de 3,50 %. La facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang a été prolongée d'un an jusqu'au 13 avril 2022. Le prêt à plus d'un jour garanti de premier rang et la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang ont été réévalués en avril 2017, réduisant le taux d'intérêt du LIBOR plus 5,00 % au LIBOR plus 4,25 %. Le LIBOR plancher demeure à 1,00 % et les dispositions d'amortissement et de cash sweep annuelles obligatoires de 1 % du prêt à plus d'un jour sont inchangées.

Remboursement du prêt à plus d'un jour de Piedmont

Le 13 octobre 2017, nous avons remboursé intégralement le prêt à plus d'un jour de 54,6 millions de dollars de Piedmont échéant en août 2018, avec de l'encaisse. En plus du remboursement de capital, nous avons payé 0,1 million de dollars d'intérêts courus, 9,4 millions de dollars pour résilier les accords de swap de taux d'intérêt et radié des coûts de financement reportés de 0,9 million de dollars. Les coûts de résiliation des swaps et les coûts de financement reportés seront comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs au cours du trimestre clos le 31 décembre 2017.

Hausse de la cote de crédit

En octobre 2017, Moody's Investors Service (« Moody's ») a augmenté la cote pour notre groupe de sociétés de B1 à Ba3, ainsi que les facilités de prêt à plus d'un jour et de crédit renouvelable garanties de premier rang d'APLP Holdings de Ba3 à Ba2.

Dépréciations de San Diego

Nous soumettons nos actifs à long terme et notre écart d'acquisition à un test de dépréciation au moins une fois par an, ou plus souvent si nous jugeons que la direction a déterminé la survenance de certains événements déclencheurs aux termes de notre politique de dépréciation. Lorsque nous nous attendons à ne pas être en mesure de renouveler ou de renégocier un AAE, la valeur du projet pourrait être affectée de telle sorte que nous comptabilisions une dépréciation.

Les projets de San Diego vendent de l'électricité à SDG&E en vertu des AAE dont l'expiration est prévue en décembre 2019. En outre, les trois projets fournissent de la vapeur à la marine américaine en vertu de contrats qui confèrent à ces projets le droit d'utiliser la propriété sur les sites respectifs sur lesquels se trouve chaque projet (les « contrats de la Marine »). Les contrats de la Marine doivent expirer en février 2018. En août 2017, nous n'avons pas réussi à obtenir des contrats pour fournir à la Marine la sécurité énergétique et la résilience qui nous aurait permis d'utiliser les sites de Naval Station et de North Island au-delà de février 2018. Bien que nous recherchions d'autres voies pour maintenir les droits sur les sites, si cela ne fonctionne pas, les usines pourraient cesser leurs activités dès février 2018.

À la suite de la notification des résultats de l'appel d'offres de la Marine, nous avons déterminé qu'il s'agissait d'un événement déclencheur pour effectuer un test de dépréciation sur les actifs à long terme des projets de San Diego. Nous avons effectué ce test pour chacun de ces projets au 31 juillet 2017. Par conséquent, nous avons comptabilisé une

dépréciation totale de 57,3 millions de dollars (22,5 millions de dollars à Naval Station, 13,5 millions de dollars à NTC et 21,2 millions de dollars à North Island) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017. Les projets de San Diego ont comptabilisé des obligations de cessation nettes de 4,6 millions de dollars au 30 septembre 2017. Nous procédons actuellement à l'évaluation des coûts de cessation estimés et pourrions apporter d'autres ajustements à ce montant au cours du trimestre clos le 31 décembre 2017, car le moment et les dispositions finales pour le déclassement des sites n'ont pas été déterminés.

À la suite de la comptabilisation de la dépréciation, nous accélérerons également l'amortissement des immobilisations corporelles restantes pour les trois projets jusqu'en février 2018, totalisant environ 7,7 millions de dollars. L'amortissement accéléré et la dépréciation sont tous deux des charges calculées qui n'affectent pas les flux de trésorerie et ne sont pas inclus dans le BAIIA ajusté au projet.

En outre, dans le cadre de la résiliation anticipée potentielle des AAE, nous pourrions être tenus responsables des dommages-intérêts prévus par les AAE. Cependant, nous pensons que nous ne serons pas tenus de payer des dommages-intérêts associés à la résiliation anticipée des AAE, car nous pensons que les circonstances de la résiliation et les accords en vigueur entre nous et la contrepartie de AAE nous libèrent des responsabilités potentielles.

NOS PROJETS D'ÉNERGIE

Le tableau ci-dessous présente notre portefeuille d'actifs de production d'énergie en activité au 7 novembre 2017, y compris notre participation dans chaque installation. La direction estime que le portefeuille est bien diversifié en termes d'acheteurs d'électricité et de vapeur, de type de combustible, de juridictions réglementaires et de pools énergétiques régionaux, atténuant ainsi partiellement l'exposition aux conditions de marché, réglementaires ou environnementales propres à chaque région. Nos clients sont généralement de grandes sociétés de services publics et d'autres parties ayant des cotes de crédit de première qualité, telles que mesurées par Standard & Poor's (« S&P »). Pour les clients notés par Moody's, nous substituons la notation S&P correspondante dans le tableau ci-dessous. Selon l'agence de notation, les clients qui ont attribué des notations situées dans la partie supérieure de la catégorie de première qualité ont la plus forte capacité de paiement de la dette ou de paiement des créances, tandis que les clients qui se situent dans la partie inférieure de la catégorie de première qualité ont une capacité plus faible. Les notations des agences sont sujettes à changement, et rien ne garantit qu'une agence de notation continuera à noter les clients et/ou à maintenir leur notation actuelle. Une cote de sécurité peut être révisée ou retirée à tout moment par l'agence de notation, et chaque notation doit être évaluée indépendamment de toute autre notation. Nous ne pouvons prédire l'effet qu'un changement dans les notations des clients aura sur leur liquidité ou leur capacité à payer leurs dettes ou autres obligations.

Projet	Emplacement	Type	MW	Droit de participation	MW net	Acheteurs d'électricité primaires	Expiration du contrat d'énergie	Cote de crédit du client (S&P)
Secteur Est des États-Unis								
Orlando ⁽¹⁾	Floride	Gaz naturel	129	50,00 %	65	Progress Energy, Floride	Décembre 2023	A–
Piedmont	Géorgie	Biomasse	55	100,00 %	55	Georgia Power	Septembre 2032	A–
Morris	Illinois	Gaz naturel	177	100,00 %	120	Installation marchande	N/D	Aucune note
					57	Equistar Chemicals, LP ⁽²⁾	Décembre 2034	BBB+
Cadillac	Michigan	Biomasse	40	100,00 %	40	Consumers Energy	Juin 2028	BBB+
Chambers ⁽¹⁾	New Jersey	Charbon	262	40,00 %	89	Atlantic City Electric ⁽³⁾	Mars 2024	BBB+
					16	Chemours Co.	Mars 2024	BB–
Kenilworth	New Jersey	Gaz naturel	29	100,00 %	29	Merck & Co., Inc.	Septembre 2018	AA
Curtis Palmer	New York	Hydroélectricité	60	100,00 %	60	Niagara Mohawk Power Corporation	Décembre 2027 ⁽⁴⁾	A–
Selkirk ⁽¹⁾	New York	Gaz naturel	345	17,70 %	61	Installation marchande	N/D	Aucune note
Secteur Ouest des États-Unis								
Naval Station	Californie	Gaz naturel	47	100,00 %	47	San Diego Gas & Electric	Novembre 2019 ⁽⁵⁾	A
Naval Training Center	Californie	Gaz naturel	25	100,00 %	25	San Diego Gas & Electric	Novembre 2019 ⁽⁵⁾	A
North Island	Californie	Gaz naturel	40	100,00 %	40	San Diego Gas & Electric	Novembre 2019 ⁽⁵⁾	A
Oxnard	Californie	Gaz naturel	49	100,00 %	49	Southern California Edison	Avril 2020	BBB+
Manchief	Colorado	Gaz naturel	300	100,00 %	300	Public Service Company of Colorado	Avril 2022 ⁽⁶⁾	A–
Frederickson ⁽¹⁾	Washington	Gaz naturel	250	50,15 %	50	Benton Co. PUD	Août 2022	AA–
					45	Grays Harbor PUD	Août 2022	A+
					30	Franklin Co. PUD	Août 2022	A+
Koma Kulshan ⁽¹⁾	Washington	Hydroélectricité	13	49,80 %	6	Puget Sound Energy	Mars 2037	BBB
Secteur Canada								
Mamquam	Colombie-Britannique	Hydroélectricité	50	100,00 %	50	British Columbia Hydro and Power Authority	Septembre 2027 ⁽⁷⁾	AAA
Moresby Lake	Colombie-Britannique	Hydroélectricité	6	100,00 %	6	British Columbia Hydro and Power Authority	Août 2022	AAA
Williams Lake	Colombie-Britannique	Biomasse	66	100,00 %	66	British Columbia Hydro and Power Authority	Mars 2018	AAA
Calstock	Ontario	Biomasse	35	100,00 %	35	Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	Juin 2020	AA
Kapuskasing	Ontario	Gaz naturel	40	100,00 %	40	Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	Décembre 2017 ⁽⁸⁾	AA

Nipigon	Ontario	Gaz naturel	40	100,00	40	Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	Décembre 2022 ⁽⁹⁾	AA
North Bay	Ontario	Gaz naturel	40	100,00	40	Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	Décembre 2017 ⁽⁸⁾	AA
Tunis	Ontario	Gaz naturel	40	100,00	40	Independent Electricity System Operator	⁽¹⁰⁾	AA

- (1) Entités non consolidées dont les résultats d'exploitation sont reflétés dans les bénéfices en capitaux propres des sociétés affiliées non consolidées.
- (2) Représente la cote de crédit de LyondellBasell, la société mère d'Equistar Chemicals, car Equistar n'est pas notée.
- (3) L'AAE de base avec Atlantic City Electric (« ACE ») représente la plus grande partie des revenus tirés des 89 MW nets. Pour les ventes d'énergie et de capacité non achetées par ACE en vertu de l'AAE de base et vendues sur le marché au comptant, les bénéfices sont partagés avec ACE en vertu d'un contrat de vente d'énergie distinct.
- (4) L'AAE de Curtis Palmer expire au plus tôt en décembre 2027 ou là a provision d'une production de 10 000 GWh. Du 6 janvier 1995 au 30 septembre 2017, l'installation a généré 7 246 GWh en vertu de son AAE. D'après la production cumulative à ce jour, nous prévoyons que l'AAE expirera avant décembre 2027.
- (5) Nos accords de licence d'utilisation des terres avec la marine américaine expirent le 8 février 2018. Nos AAE avec SDG&E expirent le 1er décembre 2019. Voir *Développements récents – Dépréciations* pour en savoir plus sur ces AAE.
- (6) Public Service Company of Colorado a des options pour acheter Manchief en mai 2020 ou en mai 2021.
- (7) BC Hydro a l'option d'acheter Mamquam en novembre 2021 et tous les cinq ans par la suite.
- (8) En décembre 2016, nous avons conclu un accord afin de mettre fin à nos AAE qui devaient initialement prendre fin le 31 décembre 2017, soit un an avant leur date d'expiration. De plus, nous avons conclu des contrats de répartition améliorés avec l'IESO qui prévoient un paiement mensuel fixe aux usines jusqu'au 31 décembre 2017. Les contrats n'ont pas d'obligation de livraison et nous permettent de conserver une souplesse d'exploitation. D'après notre évaluation du marché de l'énergie en Ontario, y compris l'incidence estimée sur l'économie de l'usine, nous ne prévoyons pas d'exploiter les usines pendant la durée des contrats de répartition améliorés ou après leur expiration.
- (9) En décembre 2016, nous avons conclu des contrats de répartition améliorés avec l'IESO. Les contrats de répartition améliorés pour Nipigon offrent des paiements mensuels fixes à cette usine jusqu'au 31 octobre 2018. Pendant cette période, l'AAE de l'usine avec la SFIÉO sera suspendu. À la fin de cette période, l'arrangement reviendra aux termes existants de l'AAE, qui doit expirer en décembre 2022. Nous ne prévoyons pas que Nipigon sera opérationnel jusqu'au 31 octobre 2018.
- (10) En décembre 2014, nous avons conclu un accord avec Ontario Power Authority et son successeur, l'IESO, pour les activités futures de l'installation de Tunis. Sous réserve du respect de certaines exigences techniques, Tunis exercera ses activités dans le cadre d'un accord de 15 ans avec l'IESO qui commencera avant juin 2019. Le nouvel accord prévoit pour le projet Tunis un paiement mensuel fixe qui augmentera annuellement selon une formule prédéfinie tout en lui permettant de gagner des recettes énergétiques supplémentaires pour les périodes pendant lesquelles il opère.

Aperçu consolidé et résultats des opérations

Points saillants du rendement

Le tableau suivant offre un résumé de nos résultats consolidés des opérations pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 et 2016, qui sont analysés plus en détail ci-dessous :

	Trimestre clos le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Recettes du projet	\$ 108,6	\$ 101,2	\$ 331,0	\$ 305,8
Pertes du projet	\$ (20,9)	\$ (57,1)	\$ (7,7)	\$ (3,3)
Perte nette attribuable à Atlantic Power Corporation	\$ (32,9)	\$ (82,4)	\$ (57,5)	\$ (116,2)
Perte par action attribuable à Atlantic Power Corporation (de base et diluée)	\$ (0,29)	\$ (0,69)	\$ (0,50)	\$ (0,96)
BAIIA ajusté au projet ⁽¹⁾	\$ 77,4	\$ 51,3	\$ 226,6	\$ 159,9

⁽¹⁾ Voir le rapprochement et la définition sous la rubrique Informations financières supplémentaires non PCGR.

Les revenus ont augmenté de 7,4 millions de dollars passant de 101,2 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 à 108,6 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017. Les principaux facteurs de l'augmentation sont les suivants :

- *Conditions hydrologiques* – une augmentation de 4,7 millions de dollars des recettes découlant de la hausse des débits d'eau sur nos projets hydroélectriques; et
- *Morris* : une augmentation de 4,3 millions de dollars des recettes sur notre projet Morris, découlant de l'entretien d'une turbine au cours de la même période en 2016.

Ces augmentations des recettes du projet ont été partiellement compensées par :

- *Contrats de répartition améliorés* – en vertu des contrats de répartition améliorés avec l'IESO, nous avons suspendu les activités de nos projets Kapuskasing, North Bay et Nipigon, ce qui a entraîné une baisse des recettes d'environ 4,2 millions de dollars comparativement à la même période en 2016.

Les pertes consolidées du projet ont diminué de 57,1 millions de dollars à 36,2 millions de dollars de pertes pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 à 20,9 millions de dollars de pertes pour le trimestre clos le 30 septembre 2017. Les principaux facteurs de la diminution sont les suivants :

- *Revenus* – les revenus ont augmenté de 7,4 millions de dollars, tel qu'exposé ci-dessus;
- *Dépenses en combustible* – les dépenses en combustible ont diminué de 11,8 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de l'expiration des contrats sur le combustible à North Bay et Kapuskasing le 31 décembre 2016, une diminution de 1,1 million de dollars liée aux règlements de swaps de combustible favorables à notre projet Orlando et une diminution de 1,7 million de dollars à Nipigon, qui n'est actuellement pas exploité aux termes de son contrat de répartition amélioré. Cela a été partiellement compensé par une augmentation de 3,3 millions de dollars des dépenses en combustible de Morris, qui a subi un entretien de turbine au cours de la même période en 2016;
- *Exploitation et entretien* – les frais d'exploitation et d'entretien ont diminué de 8,4 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une diminution de 6,5 millions de dollars sur notre projet Morris, qui a subi un entretien de turbine en août 2016; et
- *Dépréciation* : nous avons comptabilisé des dépréciations d'actifs à long terme de 57,3 millions de dollars à Naval Station, NTC et North Island en août 2017. Nous avons comptabilisé des dépréciations d'actifs à long terme et de l'écart d'acquisition à la même période en 2016.

Ces diminutions des pertes du projet ont été partiellement compensées par des augmentations des pertes du projet résultant des motifs suivants :

- *Dépréciation et amortissement* – les dépenses liées à la dépréciation ont augmenté de 6,1 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 en raison de l'accélération de la dépréciation à North Bay et Kapuskasing jusqu'en décembre 2017, date d'expiration des contrats de répartition améliorés des usines; et
- *Accords d'achat de swaps de combustible et de gaz naturel* – la variation de la juste valeur de nos instruments dérivés a diminué de 10,9 millions de dollars par rapport à la même période en 2016.

Les revenus ont augmenté de 25,2 millions de dollars passant de 305,8 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 à 331,0 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017. Les principaux facteurs de l'augmentation sont les suivants :

- *Règlement de la SFIÉO* – nous avons comptabilisé des recettes d'environ 25,6 millions de dollars à North Bay, Kapuskasing et Tunis liées à notre accord de règlement conclu avec la SFIÉO en avril 2017, ce qui a fait augmenter notre désaccord sur l'interprétation du calcul de l'indexation des prix dans nos AAE pour ces projets;
- *Conditions hydrologiques* – une augmentation de 8,1 millions de dollars des recettes découlant de la hausse des débits d'eau sur nos projets hydroélectriques, principalement à Curtis Palmer;
- *Projets de San Diego* – une augmentation de 6,7 millions de dollars des recettes sur nos projets de San Diego, principalement en raison de la hausse des recettes issues de la vapeur par rapport à la même période en 2016; et
- *Morris* : une augmentation de 1,6 million de dollars des recettes sur notre projet Morris, découlant de l'entretien d'une turbine au cours de la même période en 2016.

Ces augmentations des recettes du projet ont été partiellement compensées par :

- *Contrats de répartition améliorés* – en vertu des contrats de répartition améliorés avec l'IESO, nous avons suspendu les activités de nos projets Kapuskasing, North Bay et Nipigon, ce qui a entraîné une baisse des recettes d'environ 16,6 millions de dollars comparativement à la même période en 2016.

Les pertes consolidées du projet ont augmenté de 3,3 millions de dollars à 4,4 millions de dollars de pertes pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 à 7,7 millions de dollars de pertes pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017. Les principaux facteurs de l'augmentation sont les suivants :

- *Dépréciation* – nous avons comptabilisé 57,3 millions de dollars de dépréciations sur nos projets en propriété exclusive de Naval Station, Naval Training Centre et North Island, et 57,7 millions de dollars de dépréciations sur nos projets Chambers et Selkirk, comptabilisés selon la méthode de mise en équivalence pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017. Cela a été partiellement compensé par des dépréciations de l'écart d'acquisition et de l'actif à long terme de 84,7 millions de dollars comptabilisées à la même période en 2016 sur nos projets Mamquam, Curtis Palmer, North Bay et Kapuskasing;
- *Accords d'achat de swaps de combustible et de gaz naturel* – la variation de la juste valeur de nos instruments dérivés a diminué de 25,8 millions de dollars par rapport à la même période en 2016; et
- *Dépréciation et amortissement* – les dépenses liées à la dépréciation ont augmenté de 14,9 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de l'accélération de la dépréciation à North Bay et Kapuskasing jusqu'en décembre 2017, date d'expiration des contrats de répartition améliorés des usines.

Ces augmentations des pertes du projet ont été partiellement compensées par des diminutions des pertes du projet résultant des motifs suivants :

- *Revenus* – les revenus ont augmenté de 25,2 millions de dollars, tel qu'exposé ci-dessus;
- *Dépenses en combustible* – les dépenses en combustible ont diminué de 31,7 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de l'expiration des contrats sur le combustible à North Bay et Kapuskasing le 31 décembre 2016 de 34,4 millions de dollars, une diminution de 5,6 millions de dollars liée aux règlements de swaps de combustible favorables à notre projet Orlando et une diminution de 4,8 millions de dollars à Nipigon, qui n'est actuellement pas exploité aux termes de son contrat de répartition amélioré. Cela a été partiellement compensé par une augmentation de 6,5 millions de dollars des dépenses en combustible de Morris, qui a subi un entretien de turbine au cours de la même période en 2016 et une augmentation de 6,1 millions de dollars des dépenses en combustible de nos projets de San Diego en raison de la hausse des prix des combustibles; et
- *Exploitation et entretien* – les frais d'exploitation et d'entretien ont diminué de 16,0 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une diminution de 7,3 millions de dollars sur notre projet Morris, qui a subi un entretien de turbine en août 2016, et une diminution de 4,7 millions de dollars à Kapuskasing et North Bay, qui ne sont pas exploités en vertu de leurs contrats de répartition améliorés.

Un exposé détaillé des recettes du projet (perte) par secteur figure dans la rubrique Aperçu consolidé et résultats des opérations ci-dessous. L'exposé du BAIIA ajusté au projet par secteur commence à la page 51.

Nous avons quatre secteurs isolables : Est des États-Unis, Ouest des États-Unis, Canada et entreprise non attribuée. Le secteur classé en tant qu'entreprise non attribuée comprend les activités qui soutiennent les bureaux administratifs et exécutifs, la structure du capital, les coûts d'inscription au registre public, les coûts liés à l'élaboration de projets à venir et les éliminations intra-groupe. Ces coûts ne sont pas attribués aux secteurs d'exploitation lors de la détermination du bénéfice ou de la perte du secteur. Les recettes du projet (pertes) constituent la mesure PCGR principale de nos résultats d'exploitation et ils sont exposés ci-dessous par le secteur isolable.

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

Le tableau suivant présente nos résultats d'exploitation consolidés :

	Trimestre clos le 30 septembre			
	2017	2016	Variation du \$	Variation du %
Recettes du projet :				
Ventes d'énergie	\$ 36,5	\$ 40,7	\$ (4,2)	(10,3)%
Revenus de la capacité énergétique	37,9	44,0	(6,1)	(13,9)%
Autres	34,2	16,5	17,7	107,3 %
	108,6	101,2	7,4	7,3 %
Dépenses du projet :				
Combustible	26,2	36,8	(10,6)	(28,8)%
Exploitation et entretien	19,8	28,2	(8,4)	(29,8)%
Dépréciation et amortissement	31,4	25,3	6,1	24,1 %
	77,4	90,3	(12,9)	(14,3)%
Autres dépenses du projet :				
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	(1,9)	9,0	(10,9)	(121,1)%
Participation aux recettes des sociétés affiliées non consolidées	9,2	9,6	(0,4)	NM
Intérêts débiteurs, nets	(2,2)	(2,4)	0,2	NM
Dépréciation	(57,3)	(84,7)	27,4	(32,3)%
Autres recettes, nettes	0,1	0,5	(0,4)	(80,0)%
	(52,1)	(68,0)	15,9	NM
Pertes du projet	(20,9)	(57,1)	36,2	(63,4)%
Frais administratifs et autres :				
Administration	5,5	5,7	(0,2)	NM
Intérêts débiteurs, nets	13,8	20,0	(6,2)	(31,0)%
Perte (gain) de change	9,4	(3,4)	12,8	(376,5)%
Autres recettes, nettes	—	(1,7)	1,7	(100,0)%
	28,7	20,6	8,1	39,3 %
Pertes liées aux activités avant impôts sur le revenu	(49,6)	(77,7)	28,1	(36,2)%
Dépenses (recettes) de l'impôt sur le revenu	(15,9)	2,6	(18,5)	NM
Perte nette	(33,7)	(80,3)	46,6	(58,0)%
Recettes (pertes) nettes attribuables aux dividendes sur l'action privilégiée d'une filiale	(0,8)	2,1	(2,9)	(138,1)%
Perte nette attribuable à Atlantic Power Corporation	\$ (32,9)	\$ (82,4)	\$ 49,5	(60,1)%

Les tableaux suivants présentent les recettes de notre projet par secteur :

	Trimestre clos le 30 septembre 2017				
	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Société non attribuée	Total Consolidé
Recettes du projet :					
Ventes d'énergie	\$ 20,1	\$ 8,4	\$ 8,0	\$ —	\$ 36,5
Revenus de la capacité énergétique	16,3	19,0	2,6	—	37,9
Autres	3,4	7,7	22,9	0,2	34,2
	39,8	35,1	33,5	0,2	108,6
Dépenses du projet :					
Combustible	11,6	11,4	3,2	—	26,2
Exploitation et entretien	8,7	5,6	5,7	(0,2)	19,8
Dépréciation et amortissement	9,1	8,1	14,1	0,1	31,4
	29,4	25,1	23,0	(0,1)	77,4
Autres recettes (dépenses) du projet :					
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	(1,3)	—	(1,2)	0,6	(1,9)
Participation aux recettes des sociétés affiliées non consolidées	8,1	1,1	—	—	9,2
Intérêts débiteurs, nets	(2,2)	—	—	—	(2,2)
Dépréciation	—	(57,3)	—	—	(57,3)
Autres recettes, nettes	—	—	0,1	—	0,1
	4,6	(56,2)	(1,1)	0,6	(52,1)
Recettes du projet (pertes)	\$ 15,0	\$ (46,2)	\$ 9,4	\$ 0,9	\$ (20,9)

	Trimestre clos le 30 septembre 2016				
	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Société non attribuée	Total Consolidé
Recettes du projet :					
Ventes d'énergie	\$ 13,9	\$ 9,5	\$ 17,3	\$ —	\$ 40,7
Revenus de la capacité énergétique	15,0	19,0	10,0	—	44,0
Autres	2,4	5,6	8,3	0,2	16,5
	31,3	34,1	35,6	0,2	101,2
Dépenses du projet :					
Combustible	9,6	10,5	16,7	—	36,8
Exploitation et entretien	14,2	5,5	8,2	0,3	28,2
Dépréciation et amortissement	8,5	7,3	9,4	0,1	25,3
	32,3	23,3	34,3	0,4	90,3
Autres recettes (dépenses) du projet :					
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	1,2	—	5,6	2,2	9,0
Participation aux recettes des sociétés affiliées non consolidées	9,0	0,6	—	—	9,6
Intérêts débiteurs, nets	(2,4)	—	—	—	(2,4)
Dépréciation	(15,4)	—	(69,3)	—	(84,7)
Autres recettes, nettes	—	—	—	0,5	0,5
	(7,6)	0,6	(63,7)	2,7	(68,0)
Recettes du projet (pertes)	\$ (8,6)	\$ 11,4	\$ (62,4)	\$ 2,5	\$ (57,1)

Est des États-Unis

Les revenus du projet s'élevaient à 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, soit une hausse de 23,6 millions de dollars par rapport à une perte de 8,6 millions de dollars pour la même période en 2016 principalement en raison de :

- la hausse du revenu du projet de 18,9 millions de dollars à Curtis Palmer principalement en raison d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15,4 millions de dollars comptabilisée au cours du

trimestre clos le 30 septembre 2016 et la hausse des recettes de 3,7 millions de dollars attribuable à des débits d'eau plus élevés par rapport à la même période en 2016;

- la hausse du revenu de projet de 6,7 millions de dollars à Morris principalement en raison de la réduction des frais d'entretien de l'ordre de 6,5 millions de dollars découlant de la révision de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur en août 2016, ainsi qu'au remplacement d'un système de surveillance continue des émissions.

Ces hausses étaient en partie compensées par :

- la baisse du revenu de projet de 1,5 million de dollars à Piedmont, principalement en raison d'une variation négative de 1,8 million de dollars de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt.

Ouest des États-Unis

Les pertes du projet s'élevaient à 46,2 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, soit une chute de 57,6 millions de dollars par rapport au revenu du projet de 11,4 millions de dollars pour la même période en 2016 principalement en raison de :

- la baisse du revenu du projet de 20,2 millions de dollars, 19,1 millions de dollars et de 12,4 millions de dollars à Naval Station, Nord Island et NTC principalement en raison de dépréciations d'actifs à long terme de 22,5 millions de dollars, 21,2 millions de dollars et de 13,5 millions de dollars comptabilisés pour le trimestre clos le 30 septembre 2017.

Canada

Les revenus du projet s'élevaient à 9,4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, soit une hausse de 71,8 millions de dollars par rapport à une perte de 62,4 millions de dollars pour la même période en 2016 principalement en raison de :

- la hausse du revenu du projet de 51,3 millions de dollars à Mamquam principalement en raison d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 50,2 millions de dollars comptabilisée à la même période en 2016 et la hausse des recettes de 0,8 million de dollars attribuable à des débits d'eau plus élevés par rapport à la même période en 2016;
- la hausse du revenu du projet de 10,1 millions de dollars à North Bay principalement en raison d'un écart d'acquisition de 10,2 millions de dollars et une dépréciation des actifs à long terme comptabilisée à la même période en 2016; et
- la hausse du revenu du projet de 7,9 millions de dollars à Kapuskasing principalement en raison d'une dépréciation d'écart d'acquisition et des actifs à long terme de 8,9 millions de dollars comptabilisée à la même période en 2016; et de 6,0 millions de dollars de baisse des dépenses sur l'achat de combustible à la fin des accords d'achat de combustible en décembre 2016 et du fait que l'usine n'était pas opérationnelle en raison des accords de répartition améliorés. Ces hausses ont été en partie compensées par un changement positif de 3,4 millions de dollars de la juste valeur des contrats d'achat de gaz expirés en décembre 2016 et comptabilisés comme produits dérivés, de 2,6 millions de dollars de dépréciation accélérée au cours du trimestre clos le 20 septembre 2017 et de 1,0 million de dollars de baisse des recettes car l'usine n'était pas opérationnelle en vertu des accords de répartition améliorés.

Entreprise non attribuée

Le revenu du projet pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, soit 0,9 million de dollars, a diminué de 2,5 millions de dollars au cours de la même période en 2016 principalement en raison d'une baisse de 1,6 million de dollars de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt comptabilisés comme produits dérivés.

Dépenses (revenus) administratives et autres :

Les dépenses (revenus) administratives et autres comprennent les revenus et les dépenses non attribuables à un projet spécifique et sont affectés au secteur Entreprise non attribuée. Il s'agit des activités d'appui aux bureaux exécutifs et administratifs, la fonction de trésorerie, les frais liés au statut de contribuable, les frais de développement ou d'acquisition de projets futurs, les frais d'intérêts sur nos obligations corporatives, l'impact des fluctuations de change et les impôts sur les sociétés. Les principaux éléments non monétaires ayant une incidence sur les dépenses (revenus) administratives et autres et qui pourraient connaître des fluctuations importantes comprennent l'incidence non monétaire des fluctuations des taux de change d'un exercice à l'autre sur l'équivalent en dollars américains de nos obligations libellées en dollars canadiens et les dépenses (revenus) en impôts sur le revenu connexes différées relatives à ces éléments non monétaire.

Administration

La dépenses liées à l'administration n'ont pas changé de façon importante par rapport à la même période en 2016.

Intérêts débiteurs, nets

Les intérêts débiteurs nets ont baissé de 6,2 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison des soldes de l'encours de la dette au 30 septembre 2017 par rapport à la même période en 2016, ainsi qu'un taux d'intérêt plus bas sur notre facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang.

Perte de change

La perte de change se chiffrait à 9,4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, soit une baisse de 12,8 millions de dollars par rapport à un gain de change de 3,4 millions de dollars pour la même période en 2016, principalement en raison d'une augmentation de 11,8 millions de dollars de la perte non réalisée de la réévaluation des instruments libellés en dollars canadiens. Les cours de clôture du dollar américain par rapport au dollar canadien s'établissaient respectivement à 1,25 et 1,31 au 30 septembre 2017 et 2016 respectivement, soit une baisse de 3,8 % au cours du trimestre clos le 30 septembre 2017, comparé à une baisse de 1,5 % à la même période en 2016. Les taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ont été respectivement de 1,25 et de 1,31 pour les trimestres clos les 30 septembre 2017 et 2016.

Autres recettes, nettes

Les autres recettes nettes ont diminué de 1,7 million de dollars principalement en raison d'un gain comptabilisé lors de l'achat et de l'annulation de débentures convertibles comparé à la même période 2016.

Frais de l'impôt sur le revenu

Les frais de l'impôt sur le revenu pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 se sont chiffrés à 15,9 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 12,9 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 étaient de 3,5 millions de dollars liés à une augmentation nette des provisions pour moins-value de la société au Canada et de 0,3 million de dollars d'autres écarts permanents. Ces éléments ont été compensés par un montant de 5,5 millions de dollars lié à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition supérieur et de 1,3 dollar pour des opérations de change.

Les frais de l'impôt sur le revenu pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 se sont chiffrés à 2,6 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 20,2 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 étaient de 22,5 millions de dollars liés à une dépréciation de l'écart d'acquisition. En outre, le taux a été affecté par une augmentation nette de 8,6 millions de dollars de nos provisions pour dépréciation, principalement des augmentations de 9,3 millions de dollars au Canada liées à la perte en capital sur les notes

intersociétés, de 1,9 million de dollars liée à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition plus élevé et de 0,8 million de dollars d'autres différences permanentes.

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2016

Le tableau suivant présente nos résultats d'exploitation consolidés :

	Période de neuf mois close le 30 septembre			
	2017	2016	Variation du \$	Variation du %
Recettes du projet :				
Ventes d'énergie	\$ 113,6	\$ 138,4	\$ (24,8)	(17,9)%
Revenus de la capacité énergétique	85,7	113,2	(27,5)	(24,3)%
Autres	131,7	54,2	77,5	143,0 %
	331,0	305,8	25,2	8,2 %
Dépenses du projet :				
Combustible	79,1	110,8	(31,7)	(28,6)%
Exploitation et entretien	63,4	79,4	(16,0)	(20,2)%
Dépréciation et amortissement	90,5	75,6	14,9	19,7 %
	233,0	265,8	(32,8)	(12,3)%
Autres dépenses du projet :				
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	(5,8)	20,0	(25,8)	(129,0)%
Participation aux recettes (pertes) des sociétés affiliées non consolidées	(36,1)	27,9	(64,0)	(229,4)%
Intérêts débiteurs, nets	(6,6)	(6,9)	0,3	(4,3)%
Dépréciation	(57,3)	(84,7)	27,4	(32,3)%
Autres recettes, nettes	0,1	0,4	(0,3)	(75,0)%
	(105,7)	(43,3)	(62,4)	NM
Perte liée au projet	(7,7)	(3,3)	(4,4)	133,3 %
Dépenses (recettes) administratives et autres :				
Administration	17,6	17,6	—	NM
Intérêts débiteurs, nets	49,5	87,9	(38,4)	(43,7)%
Perte de change	17,7	19,1	(1,4)	(7,3)%
Autres recettes, nettes	—	(3,9)	3,9	(100,0)%
	84,8	120,7	(35,9)	(29,7)%
Perte liées aux activités poursuivies avant impôts sur le revenu	(92,5)	(124,0)	31,5	(25,4)%
Recettes de l'impôt sur le revenu	(38,5)	(14,2)	(24,3)	171,1 %
Perte nette	(54,0)	(109,8)	55,8	NM
Recettes nettes attribuables aux dividendes sur l'action privilégiée d'une filiale	3,5	6,4	(2,9)	(45,3)%
Perte nette attribuable à Atlantic Power Corporation	\$ (57,5)	\$ (116,2)	\$ 58,7	NM

Les tableaux suivants présentent les recettes de notre projet par secteur :

Neuf mois clos le 30 septembre 2017					
	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Non attribué Société	Consolidé Total
Recettes du projet :					
Ventes d'énergie	\$ 66,3	\$ 24,6	\$ 22,7	\$ —	\$ 113,6
Revenus de la capacité énergétique	38,8	38,9	8,0	—	85,7
Autres	11,2	22,7	97,1	0,7	131,7
	116,3	86,2	127,8	0,7	331,0
Dépenses du projet :					
Combustible	34,8	33,5	10,8	—	79,1
Exploitation et entretien	25,2	18,9	19,5	(0,2)	63,4
Dépréciation et amortissement	26,9	22,7	40,6	0,3	90,5
	86,9	75,1	70,9	0,1	233,0
Autres recettes (dépenses) du projet :					
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	(3,3)	—	(5,4)	2,9	(5,8)
Participation aux pertes des sociétés affiliées non consolidées	(35,9)	(0,2)	—	—	(36,1)
Intérêts débiteurs, nets	(6,6)	—	—	—	(6,6)
Dépréciation	—	(57,3)	—	—	(57,3)
Autres recettes, nettes	—	—	0,1	—	0,1
	(45,8)	(57,5)	(5,3)	2,9	(105,7)
Recettes du projet (pertes)	\$ (16,4)	\$ (46,4)	\$ 51,6	\$ 3,5	\$ (7,7)

Neuf mois clos le 30 septembre 2016					
	Est des États-Unis	Ouest des États-Unis	Canada	Non attribué Société	Consolidé Total
Recettes du projet :					
Ventes d'énergie	\$ 53,8	\$ 23,6	\$ 61,0	\$ —	\$ 138,4
Revenus de la capacité énergétique	39,8	38,9	34,5	—	113,2
Autres	10,7	16,2	26,5	0,8	54,2
	104,3	78,7	122,0	0,8	305,8
Dépenses du projet :					
Combustible	35,4	26,4	49,0	—	110,8
Exploitation et entretien	33,2	18,5	26,6	1,1	79,4
Dépréciation et amortissement	25,5	21,9	27,8	0,4	75,6
	94,1	66,8	103,4	1,5	265,8
Autres recettes (dépenses) du projet :					
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	3,0	—	17,6	(0,6)	20,0
Participation aux recettes des sociétés affiliées non consolidées	26,0	1,9	—	—	27,9
Intérêts débiteurs, nets	(6,9)	—	—	—	(6,9)
Dépréciation	(15,4)	—	(69,3)	—	(84,7)
Autres recettes, nettes	—	—	—	0,4	0,4
	6,7	1,9	(51,7)	(0,2)	(43,3)
Recettes du projet (pertes)	\$ 16,9	\$ 13,8	\$ (33,1)	\$ (0,9)	\$ (3,3)

Est des États-Unis

Les pertes du projet s'élevaient à 16,4 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, soit une chute de 33,3 millions de dollars par rapport au revenu du projet de 16,9 millions de dollars pour la même période en 2016 principalement en raison de :

- la baisse du revenu du projet de 47,7 millions de dollars et de 11,5 millions de dollars à Chambers et à

Selkirk respectivement, principalement en raison de dépréciations de 47,1 millions de dollars et de 10,6 millions de dollars comptabilisés pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2017; et

- la baisse du revenu du projet de 6,8 millions de dollars à Orlando, principalement en raison de réduction de 9,6 millions de dollars de la variation de la juste valeur des instruments dérivés et d'une interruption d'entretien, partiellement compensée par la baisse des charges de carburant résultant du règlement de swaps de carburant favorables.

Ces baisses étaient en partie compensées par :

- la hausse du revenu du projet de 25,4 millions de dollars à Curtis Palmer principalement en raison d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15,4 millions de dollars comptabilisée au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2016 et la hausse des recettes de 10,0 millions de dollars attribuable à des débits d'eau plus élevés par rapport à la même période en 2016.

Ouest des États-Unis

Les pertes du projet s'élevaient à 46,4 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, soit une chute de 60,2 millions de dollars par rapport au revenu du projet de 13,8 millions de dollars pour la même période en 2016 principalement en raison de :

- la baisse du revenu du projet de 19,3 millions de dollars, 17,8 millions de dollars et de 11,9 millions de dollars à Naval Station, Nord Island et NTC principalement en raison de dépréciations d'actifs à long terme de 22,5 millions de dollars, 21,2 millions de dollars et de 13,5 millions de dollars respectivement, comptabilisés pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017.

Canada

Les revenus du projet s'élevaient à 51,6 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, soit une hausse de 84,7 millions de dollars par rapport à une perte de 33,1 millions de dollars pour la même période en 2016 principalement en raison de :

- la hausse du revenu du projet de 47,7 millions de dollars à Mamquam principalement en raison d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 50,2 millions de dollars comptabilisée à la même période en 2016, compensée par une baisse de 1,9 millions de dollars attribuable à des débits d'eau plus élevés par rapport à la même période en 2017 et à un arrêt pour entretien obligatoire au deuxième trimestre de 2017;
- la hausse du revenu du projet de 16,7 millions de dollars à North Bay en raison de 9,0 millions de dollars provenant du règlement de la SFIÉO, de 17,2 millions de dollars de la baisse des charges de carburant en raison de l'expiration d'un contrat d'achat de carburant en décembre 2016 et de 1,9 millions de dollars de plus faibles coûts d'entretien, car l'usine n'était pas opérationnelle en raison de son contrat de répartition amélioré et d'une perte de valeur de 10,3 millions de dollars des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition comptabilisée au cours de la même période en 2016. Cela a été en partie compensé par un changement négatif de 10,3 millions de dollars de la juste valeur des contrats d'achat de gaz expirés en décembre 2016 et comptabilisés comme produits dérivés, de 5,3 millions de dollars de dépréciation accélérée au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2017;
- la hausse du revenu du projet de 14,9 millions de dollars à Kapuskasing en raison de 9,5 millions de dollars provenant du règlement de la SFIÉO, de 17,2 millions de dollars de la baisse des charges de carburant en raison de l'expiration d'un contrat d'achat de carburant en décembre 2016 et de 2,7 millions de dollars de plus faibles coûts d'entretien, car l'usine n'était pas opérationnelle en raison de son contrat de répartition amélioré et d'une perte de valeur de 8,9 millions de dollars des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition comptabilisée au cours de la même période en 2016. Cela a été en partie compensé par un changement négatif de 10,3 millions de dollars de la juste valeur du contrat d'achat de gaz expiré en décembre 2016 et comptabilisés comme produits dérivés, de 7,3 millions de dollars de dépréciation accélérée au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2017; et

- la hausse des revenus du projet à Tunis en raison des 6,7 millions de dollars reçus du règlement de la SFIEO.

Entreprise non attribuée

Les revenus totaux du projet s'élevaient à 3,5 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2017, par rapport à une perte totale de 0,9 million de dollars pour la même période en 2016. La variation est principalement attribuable à une augmentation de 3,5 millions de dollars de la juste valeur des swaps d'intérêts comptabilisés comme produits dérivés.

Dépenses (revenus) administratives et autres :

Les dépenses (recettes) administratives et autres comprennent les revenus et les dépenses non attribuables à un projet spécifique et sont affectés au secteur Entreprise non attribuée. Il s'agit des activités qui soutiennent les bureaux exécutifs et administratifs, la fonction de trésorerie, les coûts d'inscription au registre public, les coûts liés à l'élaboration ou d'acquisition de projets à venir, les charges imputables au paiement des intérêts relatives aux obligations de notre entreprise, l'incidence des fluctuations des taux de change et les impôts sur les sociétés. Les principaux éléments non monétaires ayant une incidence sur les dépenses (recettes) administratives et autres et qui pourraient connaître des fluctuations importantes comprennent l'incidence non monétaire des fluctuations des taux de change d'un exercice à l'autre sur l'équivalent en dollars américains de nos obligations libellées en dollars canadiens et les dépenses (recettes) en impôts sur le revenu connexes différées relatives à ces éléments non monétaire.

Administration

La dépenses liées à l'administration n'ont pas changé de façon importante par rapport à la même période en 2016.

Intérêts débiteurs, nets

Les intérêts débiteurs nets ont baissé de 38,4 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une radiation de 30,2 millions de dollars de coûts de financement reportés liés aux facilités de crédit garanties de premier rang et au rachat et à l'annulation de débentures convertibles au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, ainsi que la diminution des soldes et des facilités de crédit garanties de premier rang au 30 septembre 2017.

Perte de change

La perte de change se chiffrait pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 à une baisse de 1,4 million de dollars par rapport à la même période en 2016, principalement en raison d'une baisse de 2,8 millions de dollars de la perte non réalisée de la réévaluation des instruments libellés en dollars canadiens. Le rachat et l'annulation de débentures convertibles libellées en dollars canadiens de 152,1 million de dollars canadiens au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2016 ont été les principaux facteurs de la diminution. Les cours de clôture du dollar américain par rapport au dollar canadien s'établissaient respectivement à 1,25 et 1,31 au 30 septembre 2017 et 2016 respectivement, soit une baisse de 7,0 % au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparé à une baisse de 5,2 % à la même période en 2016. Les taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ont été respectivement de 1,30 et de 1,34 pour les neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016.

Autres recettes, nettes

Les autres recettes nettes ont diminué de 3,9 millions de dollars principalement en raison d'un gain comptabilisé lors de l'achat et de l'annulation de débentures convertibles comparé à la même période 2016.

Frais de l'impôt sur le revenu

Les recettes de l'impôt sur le revenu pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 se sont chiffrés à 38,5 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 24,1 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux

d'imposition pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 étaient de 1,5 million de dollars liés à une augmentation nette des provisions pour moins-value de la société au Canada et de 0,6 million de dollars d'autres écarts permanents. Ces éléments ont été compensés par un montant de 14,2 millions de dollars lié à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition supérieur et de 2,3 millions de dollars pour des opérations de change.

Les recettes de l'impôt sur le revenu pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 se sont chiffrées à 14,2 millions de dollars. Les recettes de l'impôt sur le revenu prévues pour la même période, selon le taux législatif canadien de 26 %, étaient de 32,2 millions de dollars. Les principaux éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 étaient de 22,5 millions de dollars liés à une dépréciation de l'écart d'acquisition, de 5,5 millions de dollars liés aux opérations de change et de 1,1 million de dollars d'autres écarts permanents. En outre, le taux a été affecté par une augmentation nette de 13,2 millions de dollars des provisions pour dépréciation de la société, principalement des augmentations de 31,6 millions de dollars au Canada liées aux pertes et une diminution de 18,4 million de dollars aux États-Unis en raison des restructurations fiscales et des résultats supplémentaires. Ces éléments ont été compensés par des pertes en capital canadiennes de 18,5 millions de dollars canadiens comptabilisées lors des restructurations fiscales, 3,0 millions de dollars liés à la perte en capital sur les notes intersociétés et 2,8 millions de dollars liés à l'exploitation dans des juridictions à taux d'imposition plus élevé.

Performance d'exploitation du projet

Deux des principales mesures que nous utilisons pour mesurer la performance d'exploitation de nos projets sont la production et la disponibilité. La production mesure la production nette de notre pourcentage proportionnellement à la propriété du projet en mégawattheures (« MWh »). La disponibilité est calculée en divisant le total des heures planifiées d'un projet moins les heures d'arrêt forcé par le nombre total d'heures de la période mesurée. Les modalités de nos AAE exigent que nos projets conservent certains niveaux de disponibilité. La majorité de nos projets ont atteint leurs paiements de capacité respectifs. Pour les projets où la disponibilité réduite a eu une incidence défavorable sur les paiements de capacité, l'incidence n'a pas été importante pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2017. Les modalités de nos AAE prévoient certains niveaux d'arrêts planifiés et non planifiés. Toutes les références ci-dessous sont libellées en gigawattheures nets (« GWh net »).

(en GWh net)	Production		
	Trimestre clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Secteur			
Est des États-Unis	662,7	557,0	19,0 %
Ouest des États-Unis	534,6	522,9	2,2 %
Canada	239,7	443,7	(46,0)%
Total	1 437,0	1 523,6	(5,7)%

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

La production totale d'électricité pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 a diminué de 5,7 % par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de :

- la baisse de la production dans le secteur Canada qui s'explique principalement par une diminution de 217,8 GWh nets sur une base combinée à Kapuskasing, Nipigon et North Bay, en raison de la suspension de leur exploitation en vertu des contrats de répartition améliorés.

Ces baisses étaient en partie compensées par :

- l'augmentation de la production dans le secteur Est des États-Unis principalement attribuable à une hausse de production de 105,3 GWh à Morris en raison d'un arrêt pour entretien à la même période en 2016 et d'une hausse de production de 31,3 GWh à Curtis Palmer grâce à des débits d'eau plus élevés qu'à la même période en 2016.

	Production	
	Période de neuf mois close le 30 septembre	
	Variation du %	

(en GWh net)	2017	2016	2017 c. 2016
Secteur			
Est des États-Unis	1 866,2	1 835,7	1,7 %
Ouest des États-Unis	1 155,7	1 225,6	(5,7)%
Canada	698,2	1 488,5	(53,1)%
Total	3 720,1	4 549,8	(18,2)%

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 comparés aux neuf mois clos le 30 septembre 2016

La production totale d'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a diminué de 18,2 % par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de :

- la baisse de la production dans le secteur Canada qui s'explique principalement par une diminution de 702,0 GWh nets sur une base combinée à Kapuskasing, Nipigon et North Bay, en raison de la suspension de leur exploitation en vertu des contrats de répartition améliorés et d'une baisse de la production de 60,1 GWh nets à Mamquam à cause de débits d'eau plus bas et d'un arrêt pour entretien au cours du trimestre clos le 30 septembre 2017; et
- la baisse de la production dans le secteur Ouest des États-Unis principalement attribuable à une baisse de production de 101,5 GWh nets à Frederickson en raison d'une baisse des expéditions marchandes, compensée par une augmentation de la production de 36,8 GWh nets à Manchief grâce à l'augmentation des expéditions au cours de la même période en 2016.

Ces baisses étaient en partie compensées par :

- l'augmentation de la production dans le secteur Est des États-Unis principalement attribuable à une hausse de production de 79,6 GWh nets à Curtis Palmer grâce à des débits d'eau plus élevés qu'à la même période en 2016 et une hausse de production de 51,7 GWh à Morris en raison d'un arrêt pour entretien à la même période en 2016.

Secteur	Disponibilité		
	Trimestre clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Est des États-Unis	99,3 %	88,2 %	12,6 %
Ouest des États-Unis	97,1 %	96,9 %	0,2 %
Canada	97,5 %	90,6 %	7,6 %
Moyenne pondérée	98,4 %	91,1 %	8,0 %

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

La disponibilité totale d'électricité pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 a enregistré une hausse de 8,0 % par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de :

- l'augmentation de la disponibilité dans le secteur Est des États-Unis principalement attribuable à un arrêt pour entretien à Morris à la même période en 2016; et
- l'augmentation de la disponibilité dans le secteur Canada principalement attribuable à un arrêt pour entretien à Mamquam à la même période en 2016; et

Secteur	Disponibilité		
	Période de neuf mois close le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Est des États-Unis	94,3 %	93,3 %	1,1 %
Ouest des États-Unis	90,5 %	92,4 %	(2,1)%
Canada	91,8 %	95,5 %	(3,9)%
Moyenne pondérée	92,9 %	93,5 %	(0,6)%

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 comparés aux neuf mois clos le 30 septembre 2016

La disponibilité totale d'électricité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a diminué de 0,6 % par rapport à la même période en 2016 principalement en raison de :

- la baisse de la disponibilité dans le secteur Ouest des États-Unis principalement attribuable à un arrêt pour entretien à Frederickson; et
- la baisse de la disponibilité dans le secteur Canada principalement attribuable à un arrêt pour entretien à Williams Lake et Mamquam.

Ces baisses étaient en partie compensées par :

- l'augmentation de la disponibilité dans le secteur Est des États-Unis principalement attribuable à un arrêt planifié plus long pour entretien à Morris à la même période en 2016.

Information financière supplémentaire non PCGR

Le principal indicateur que nous utilisons pour évaluer les résultats de notre activité est le BAIIA ajusté au projet. Nous analysons la performance de nos secteurs d'exploitation en fonction du BAIIA ajusté au projet, défini comme les recettes du projet (pertes) plus intérêts, impôts et amortissements (y compris les charges au titre de dépréciation hors trésorerie) et les variations de la juste valeur des instruments dérivés. Le BAIIA ajusté au projet n'est pas une mesure reconnue selon les PCGR et n'a pas de signification normalisée prescrite par les PCGR. Il est donc peu probable qu'il puisse être comparé à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous estimons que le BAIIA ajusté au projet est une mesure utile des résultats financiers de nos projets, car il exclut les charges de dépréciation hors trésorerie, les gains ou les pertes sur la vente d'actifs et les ajustements hors trésorerie à la valeur du marché, qui peuvent influencer les comparaisons d'une année à l'autre. Le BAIIA ajusté au projet est situé avant les frais généraux de la société. Le revenu du projet constitue l'indicateur PCGR le plus directement comparable au BAIIA ajusté au projet. La rubrique « BAIIA ajusté au projet » ci-dessous présente un rapprochement entre le revenu net (perte nette) et le revenu du projet et aussi le BAIIA ajusté du projet. Le BAIIA ajusté au projet pour nos participations dans des sociétés affiliées non consolidées est présenté sur la base d'une consolidation proportionnelle dans le tableau ci-dessous.

BAIIA ajusté au projet

	Trimestre clos le 30 septembre		Valeur de change en \$ 2017 c. 2016	Période de neuf mois close le 30 septembre		Valeur de change en \$ 2017 c. 2016
	2017	2016		2017	2016	
Perte nette	\$ (33,7)	\$ (80,3)	\$ 46,6	\$ (54,0)	\$ (109,8)	\$ 55,8
Dépenses (recettes) de l'impôt sur le revenu	(15,9)	2,6	(18,5)	(38,5)	(14,2)	(24,3)
Perte d'exploitation avant impôts sur le revenu	(49,6)	(77,7)	28,1	(92,5)	(124,0)	31,5
Administration	5,5	5,7	(0,2)	17,6	17,6	—
Intérêts débiteurs, nets	13,8	20,0	(6,2)	49,5	87,9	(38,4)
Perte (gain) de change	9,4	(3,4)	12,8	17,7	19,1	(1,4)
Autres recettes, nettes	—	(1,7)	1,7	—	(3,9)	3,9
Perte liée au projet	\$ (20,9)	\$ (57,1)	\$ 36,2	\$ (7,7)	\$ (3,3)	\$ (4,4)
Rapprochement du BAIIA ajusté au projet						
Dépréciation et amortissement	36,6	30,4	6,2	105,6	90,8	14,8
Intérêts débiteurs, nets	2,5	2,8	(0,3)	8,0	8,2	(0,2)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	2,0	(9,0)	11,0	5,8	(20,1)	25,9
Autres recettes (dépenses)	(0,1)	(0,5)	0,4	57,6	(0,4)	58,0
Dépréciation	57,3	84,7	(27,4)	57,3	84,7	(27,4)
BAIIA ajusté au projet	\$ 77,4	\$ 51,3	\$ 26,1	\$ 226,6	\$ 159,9	\$ 66,7
BAIIA ajusté au projet par secteur						
Est des États-Unis	30,6	19,4	11,2	86,8	70,5	16,3
Ouest des États-Unis	21,7	21,3	0,4	41,5	43,4	(1,9)
Canada	24,6	10,7	13,9	97,3	46,2	51,1
Entreprise non attribuée	0,5	(0,1)	0,6	1,0	(0,2)	1,2
Total	77,4	51,3	26,1	226,6	159,9	66,7

Est des États-Unis

Le tableau suivant résume le BAIIA ajusté au projet pour notre secteur Est des États-Unis pour les périodes indiquées :

	Trimestre clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Est des États-Unis			
BAIIA ajusté au projet	\$ 30,6	\$ 19,4	58 %

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 a enregistré une hausse de 11,2 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une augmentation du BAIIA ajusté au projet de :

- 7,5 millions de dollars à Morris en raison de la réduction des coûts découlant de la remise à niveau de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur en août 2016; et
- 3,5 millions de dollars à Curtis Palmer principalement en raison de la hausse des débits d'eau par rapport à la même période en 2016.

Neuf mois clos le 30 septembre
Variation du %

	2017	2016	2017 c. 2016
Est des États-Unis			
BAIIA ajusté au projet	\$ 86,8	\$ 70,5	23 %

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 comparés aux neuf mois clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a enregistré une hausse de 16,3 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une augmentation du BAIIA ajusté au projet de :

- 10,0 millions de dollars à Curtis Palmer principalement en raison de la hausse des débits d'eau par rapport à la même période en 2016;
- 2,8 millions de dollars à Orlando, principalement en raison de la baisse des charges de carburant résultant du règlement de swaps de carburant favorables;
- 2,4 millions de dollars à Morris, principalement en raison de la remise à niveau de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur en août 2016; et
- 2,1 millions de dollars à Piedmont, principalement en raison du remplacement d'un surchauffeur survenu à la même période en 2016.

Ouest des États-Unis

Le tableau suivant résume le BAIIA ajusté au projet pour notre secteur Ouest des États-Unis pour les périodes indiquées :

	Trimestre clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Ouest des États-Unis			
BAIIA ajusté au projet	\$ 21,7	\$ 21,3	2 %

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 a enregistré une hausse de 0,4 millions \$ mais n'a pas changé de façon importante par rapport à la même période en 2016.

	Neuf mois clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Ouest des États-Unis			
BAIIA ajusté au projet	\$ 41,5	\$ 43,4	(4)%

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 comparés aux neuf mois clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a enregistré une baisse de 1,9 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une baisse du BAIIA ajusté au projet de :

- 2,2 millions de dollars à Frederickson, principalement en raison de frais d'entretien plus élevés par rapport à la même période en 2016.

Canada

Le tableau suivant résume le BAIIA ajusté au projet pour notre secteur Canada pour les périodes indiquées :

	Trimestre clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Canada			
BAIIA ajusté au projet	\$ 24,6	\$ 10,7	130 %

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 a enregistré une hausse de 13,9 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une augmentation du BAIIA ajusté au projet de :

- 10,3 millions de dollars à Kapuskasing et à North Bay, principalement en raison d'une diminution de 11,8 millions de dollars des dépenses de combustibles attribuable à l'expiration des accords d'achat de combustibles en décembre 2016 et leur statut non opérationnel selon les termes de leurs contrats de répartition améliorés, partiellement compensé par une diminution des recettes de 2,1 millions de dollars;
- 1,1 million de dollars à Mamquam principalement en raison de la hausse des débits d'eau par rapport à la même période en 2016; et
- 1,0 million de dollars à Williams Lake principalement en raison du nombre moins élevé de projets d'entretien et d'une plus forte disponibilité par rapport à la même période en 2016.

	Neuf mois clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Canada			
BAIIA ajusté au projet	\$ 97,3	\$ 46,2	111 %

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 comparés aux neuf mois clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a enregistré une hausse de 51,1 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 principalement en raison d'une augmentation du BAIIA ajusté au projet de :

- 45,8 millions de dollars à Kapuskasing et à North Bay, principalement attribuable aux 18,5 millions de dollars reçus du règlement de la SFIEO, à la hausse de 22,9 millions de dollars de la marge brute et une baisse de 4,7 millions de dollars en frais d'entretien résultant de l'expiration des accords d'achat de combustible en décembre 2016 et leur statut non opérationnel selon les termes de leurs contrats de répartition améliorés; et
- 6,6 millions de dollars à Tunis principalement en raison de la collecte des frais de règlement de la SFIEO.

Ces augmentations ont été partiellement compensées par une diminution du BAIIA ajusté au projet de :

- 2,5 millions de dollars à Mamquam principalement attribuable à un arrêt pour entretien survenu au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, ainsi que pour des débits d'eau plus faibles par rapport à la période comparable de 2016; et
- 2,1 millions de dollars à Williams Lake principalement attribuable de la baisse des recettes tirées de la chaleur résiduelle et de la hausse des prix du carburant par rapport à la même période en 2016.

Entreprise non attribuée

Le tableau suivant résume le BAIIA ajusté au projet pour le secteur Entreprise non attribuée pour les périodes indiquées :

	Trimestre clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Entreprise non attribuée			
BAIIA ajusté au projet	\$ 0,5	\$ (0,1)	NM

Trimestre clos le 30 septembre 2017 comparé au trimestre clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 n'a pas changé de façon importante par rapport à la même période en 2016.

	Neuf mois clos le 30 septembre		
	2017	2016	Variation du % 2017 c. 2016
Entreprise non attribuée			
BAIIA ajusté au projet	\$ 1,0	\$ (0,2)	NM

Neuf mois clos le 30 septembre 2017 comparés aux neuf mois clos le 30 septembre 2016

Le BAIIA ajusté au projet pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 n'a pas changé de façon importante par rapport à la même période en 2016.

Ressources liquides et en capital

	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Espèces et quasi-espèces	\$ 122,4 ⁽¹⁾	\$ 85,6
Encaisse affectée	12,5 ⁽¹⁾	13,3
Total	134,9	98,9
Disponibilité de la facilité de crédit renouvelable	127,4 ⁽¹⁾	118,5
Total des espèces	\$ 262,3	\$ 217,4

- ⁽¹⁾ En octobre 2017, nous avons utilisé 59,6 millions de dollars d'espèces et 4,5 millions de dollars d'encaisse affectée pour rembourser intégralement la dette sans recours de 54,6 millions de dollars, des intérêts courus de 0,1 million de dollars et des frais de résiliation de swap de taux d'intérêt de 9,4 millions de dollars dans le cadre de notre projet Piedmont. De plus, nous avons réduit nos lettres de crédit non payé de 11,7 millions de dollars, ce qui se traduit par une facilité de crédit renouvelable de 115,7 millions de dollars.

Aperçu

Nos principales sources de liquidités sont les distributions de nos projets et leur disponibilité aux termes de notre facilité de crédit renouvelable. Nos liquidités futures dépendent en partie de notre capacité à conclure avec succès de nouveaux AAE pour des projets lorsque les AAE actuels expirent ou sont résiliés. Les AAE de notre portefeuille ont des dates d'échéance allant du 31 décembre 2017 (pour nos projets de North Bay et de Kapuskasing) à décembre 2037. Nous négocions actuellement des contreparties concernant le renouvellement ou la signature de nouveaux AAE ou nous pourrions choisir d'exploiter certaines installations sur le marché libre à l'expiration de leurs AAE. Lorsqu'un AAE expire ou se termine, il peut être difficile pour nous d'obtenir un nouvel AAE, voire pas du tout, ou le prix reçu par le projet pour obtenir de l'électricité en vertu d'ententes subséquentes peut être considérablement réduit. En conséquence, cela peut réduire les liquidités provenant des distributions de projets et les liquidités disponibles pour réduire davantage la dette, identifier et investir dans des projets à croissance relative (internes et externes), dans la mesure du possible, le rachat d'actions ordinaires et d'autres allocations de liquidités disponibles. Consulter la rubrique « Facteurs de risque - Risques liés à notre structure - Nous pourrions ne pas générer suffisamment de flux de trésorerie pour assurer le service

de notre dette ou mettre en œuvre notre plan d'affaires, notamment financer des potentiels projets de croissance externes ou financer nos activités » de notre rapport annuel sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Nous prévoyons de réinvestir environ 39,7 millions de dollars en 2017 dans notre portefeuille, notamment des titre mis en équivalence, sous la forme de dépenses en capital et de dépenses d'entretien affectées aux projets en 2017, dont 28,5 millions de dollars ont été engagés jusqu'au 30 septembre 2017. Ces investissements sont généralement réalisés au niveau des projets. Consulter la rubrique « Dépenses majeures d'entretien et en immobilisations » de notre rapport annuel sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Nous ne prévoyons aucune autre exigence importante ou inhabituelle pour les sorties de fonds en 2017 aux fins de dépenses en immobilisations ou autres investissements requis. Nous estimons que nous serons en mesure de générer suffisamment d'espèces et de quasi-espèces pour poursuivre nos activités et respecter nos obligations à leur échéance au moins pour les 12 prochains mois.

Analyse des flux de trésorerie consolidés

Le tableau suivant présente les variations des flux de trésorerie pour les périodes indiquées :

	Période de neuf mois close le 30 septembre		Variation
	2017	2016	
Trésorerie nette provenant des activités d'exploitation	\$ 137,9	\$ 91,9	\$ 46,0
Flux de trésorerie net provenant (utilisé dans) des activités d'investissement	(4,9)	0,8	(5,7)
Flux de trésorerie net utilisé dans les activités de financement	(96,2)	(71,3)	(24,9)

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux projets peuvent varier d'une période à l'autre selon le besoin en fonds de roulement et la performance d'exploitation des projets, ainsi que les changements de prix en vertu des AAE, des accords d'approvisionnement et de transport de combustible, des accords de vente de vapeur et autres contrats de projet et de la transition vers les prix marchands ou contractuels après l'expiration des AAE. Les flux de trésorerie liés au projet peuvent être saisonniers. De même, la répartition et la fréquence des distributions des projets au cours de l'année peuvent également varier, bien que ces variations saisonnières n'aient généralement pas d'incidence importante sur nos activités.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, l'augmentation nette des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 46,0 millions de dollars résultait principalement des éléments suivants :

- *Règlement de la SFIÉO* – nous avons reçu environ 25,6 millions de dollars liés à notre règlement avec la SFIÉO pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017;
- *Incidence des contrats de répartition améliorés et de la baisse des coûts de combustibles en Ontario* : nous avons enregistré une hausse de la marge brute de 22,9 millions de dollars à North Bay, Kapuskasing et Nipigon grâce aux contrats de répartition améliorés en 2017 et à l'expiration des contrats d'achat de gaz défavorables en décembre 2016;
- *Exploitation et entretien* : les charges d'exploitation et d'entretien ont diminué de 16,0 millions de dollars en raison de la réduction des charges d'entretien à Morris et Williams Lake, qui ont connu des arrêts à la même période en 2016, et à North Bay et Kapuskasing dont l'exploitation n'était pas effective en 2017 à cause des termes de leurs contrats de répartition améliorés; et
- *Conditions hydrologiques à Curtis Palmer* – la hausse des débits d'eau sur notre projet Curtis Palmer a eu une incidence de 10,0 millions de dollars sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation.

Ces augmentations ont été partiellement compensées par les baisses suivantes des flux de trésorerie liés à l'exploitation :

- *Fonds de roulement* – les variations du fonds de roulement se sont traduites par une diminution de 25,0 millions de dollars des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, principalement

attribuable à l'échelonnement des recettes de l'ordre de 11,7 millions de dollars dans nos projets à Oxnard et Morris, de stocks accumulés pour une valeur de 3,3 millions de dollars dans nos projets Manchief et Williams Lake, en préparation aux arrêts de 2018 et 2019 respectivement, de même que les autres variations dans le calendrier du projet et les recettes et paiements de la société;

- *Prix et demande de combustible* – des dépenses d'entretien plus élevées à Frederickson et des prix plus élevés de combustible ont entraîné une diminution des flux de trésorerie de 2,2 millions de dollars pour les activités d'exploitation par rapport à la même période en 2016;
- *Conditions hydrologiques et arrêt pour entretien à Mamquam* – des débits d'eau plus faibles et un arrêt forcé sur notre projet de Mamquam ont eu une incidence de 2,5 millions de dollars sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation; et
- *Chaleur résiduelle* – la réduction de la chaleur résiduelle sur notre projet de Calstock a eu une incidence de 2,2 millions de dollars sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation.

Activités d'investissement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, la baisse nette des flux de trésorerie utilisés dans les activités d'investissement de 5,7 millions de dollars résultait principalement des éléments suivants :

- *Remboursement des coûts de construction* – nous avons reçu un remboursement de 4,7 millions de dollars pour le projet de construction de Morris à la même période en 2016; et
- *Encaisse affectée* – la variation de l'encaisse affectée a diminué de 1,8 million de dollars par rapport à la même période en 2016, principalement attribuable à la réduction des besoins de l'encaisse affectés découlant de la diminution des soldes de l'encours de la dette.

Ces baisses ont été partiellement compensées par des investissements dans les ajouts aux immobilisations capitalisées de l'ordre de 0,8 million de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 comparé à la même période en 2016.

Activités de financement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, la baisse nette des flux de trésorerie des activités de financement de 24,9 millions de dollars résultait principalement des éléments suivants :

- *Les facilités de crédit* – nous avons reçu un produit net de 231,1 millions de dollars provenant de l'émission du prêt à plus d'un jour garanti de premier rang pour la même période en 2016, après le remboursement du prêt à terme précédent.
- *Remboursements de la dette au niveau des projets et de la société* : nous avons versé 7,8 millions de dollars en paiements du capital plus élevés qu'à la même période en 2016 en raison de l'augmentation du solde de l'encours de la dette; et
- *Rachats d'actions privilégiées* : nous avons versé 3,1 millions de dollars au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 pour racheter et annuler des actions privilégiées.

Ces baisses ont été partiellement compensées par les hausses suivantes des flux de trésorerie liés aux activités de financement :

- *Remboursements de débentures convertibles* – nous avons versé 187,4 millions de dollars pour rembourser et annuler des débentures convertibles à la même période en 2016;
- *Frais de financement différés* : nous avons engagé 16,2 millions de dollars de frais de financement reportés liés au refinancement des facilités de crédit garanties de premier rang au cours de la même période en 2016; et

- *Rachats d'actions ordinaires* : nous avons versé 0,2 million de dollars au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 pour racheter et annuler des actions ordinaires, contre 13,9 millions de dollars pour la même période en 2016.

Dette de l'entreprise

Le tableau suivant résume les échéances de notre dette d'entreprise au 30 septembre 2017 :

	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Remboursements de capital restants	2017	2018	2019	2020	2021	Ultérieurement
Facilité de prêt à plus d'un jour garantie de premier rang ⁽¹⁾⁽²⁾	Avril 2023	5,40% - 5,70%	\$ 562,7	\$ 25,0	\$ 90,0	\$ 65,0	\$ 105,0	\$ 80,0	\$ 199,9
Note d'Atlantic Power Income LP	Juin 2036	5,95%	168,3	—	—	—	—	—	168,3
Débtenture convertible	Juin 2019	5,75%	42,5	—	—	42,5	—	—	—
Débtenture convertible	Décembre 2019	6,00%	64,9	—	—	64,9	—	—	—
Total de la dette d'entreprise			\$ 838,4	\$ 25,0	\$ 90,0	\$ 172,4	\$ 105,0	\$ 80,0	\$ 368,2

- (1) La prêts à plus d'un jour garantis de premier rang contiennent une fonction d'amortissement obligatoire établie selon la plus grande des valeurs entre (i) 50 % de la trésorerie d'Atlantic Power Limited Partnership Holdings (« APLP Holdings ») et de ses filiales restantes après l'utilisation des fonds, conformément à une priorité d'usage, aux frais d'exploitation et d'entretien d'APLP Holdings et de ses filiales, au service de dette sur les facilités de crédit garanties de premier rang et les billets à moyen terme, aux coûts des lettres de crédit pour satisfaire les exigences du compte de réserve pour le service de la dette, au service de dette sur d'autres dettes permises d'APLP Holdings et de ses filiales, aux dépenses en capital autorisées selon le convention de crédit et au paiement sur les actions privilégiées émises par APPEL., une filiale d'APLP Holdings ou (ii) un autre montant d'au plus 100 % du flux de trésorerie décrit à la clause (i) ci-dessus pour réduire le montant en capital global des facilités de crédit garanties de premier rang en cours afin d'atteindre un montant en capital cible qui diminue trimestriellement selon un calendrier précis prédéterminé. Veuillez noter que le non-respect des exigences d'amortissement obligatoires ne constitue pas un événement de défaut, mais peut empêcher APLP Holdings d'effectuer des distributions à Atlantic Power Corporation et Atlantic Power Preferred Equity Limited de verser des dividendes à ses actionnaires. Le profil d'amortissement du tableau ci-dessus repose sur les paiements principaux conformément aux paiements de capital conformément au montant en capital cible décrit au point (ii) ci-dessus.
- (2) En octobre 2017, le taux d'intérêt des prêts à terme garantis de premier rang a été modifié en TIOL plus une marge applicable de 3,50 %.

Dette de l'entreprise au niveau du projet

La dette au niveau de nos projets consolidés est garantie par le projet respectif et ses contrats sans recours possible contre nous. La dette au niveau des projets est généralement amortie pendant la durée des contrats correspondants qui produisent des recettes pour des projets. Le tableau suivant résume les échéances de la dette au niveau des projets. Les montants représentent notre part des soldes de la dette au niveau des projets sans recours au 30 septembre 2017. Certains de ces projets ont plus d'une tranche de la dette en cours avec différentes échéances, taux d'intérêts ou la dette contenant des taux d'intérêt variables. Les accords de dette au niveau des projets contiennent des clauses qui limitent le montant en espèces distribué par le projet si certains ratios de couverture du service de la dette ne sont pas atteints. Au 7 novembre 2017, tous nos projets respectaient les engagements contenus dans la dette au niveau des projets. Les projets qui ne respectent pas leurs ratios en termes de couverture du service de la dette sont limités à effectuer des distributions, mais ne sont pas rachetables ou peuvent être soumis à une accélération en fonction des termes de leurs conventions d'emprunt.

L'éventail de taux d'intérêt présenté représente les taux en vigueur au 30 septembre 2017. Les montants mentionnés ci-dessous sont en millions de dollars américains, sauf indication contraire.

	Date d'échéance	Éventail de Taux d'intérêt	Capital Remboursements de capital restants	2017	2018	2019	2020	2021	Ultérieurement
Projets consolidés :									
Epsilon Power Partners	Janvier 2019	4,45 %	\$ 8,8	\$ 1,5	\$ 6,5	\$ 0,8	\$ —	\$ —	\$ —
Piedmont ⁽¹⁾	Août 2018	8,20 %	54,6	1,2	53,4	—	—	—	—
Cadillac	Août 2025	6,09 %	24,8	0,8	3,0	3,1	3,1	2,7	12,1
Total des projets consolidés			88,2	3,5	62,9	3,9	3,1	2,7	12,1
Projets de titres mis en équivalence :									
	Décembre 2019 et 2023	4,50 % - 5,00 %							
Chambers ⁽²⁾			42,9	—	—	5,2	7,8	8,8	21,1
Total des projets de titres mis en équivalence			42,9	—	—	5,2	7,8	8,8	21,1
Total de la dette au niveau des projets			\$ 131,1	\$ 3,5	\$ 62,9	\$ 9,1	\$ 10,9	\$ 11,5	\$ 33,2

(1) En octobre 2017, l'intégralité de la dette de Piedmont a été remboursée.

(2) En juin 2014, Chambers a refinancé la dette de son projet et a émis (i) des obligations de série A (exemptes d'impôt) venant à échéance en décembre 2023, dont notre quote-part proportionnelle s'élève à 41,3 millions de dollars, et (ii) des obligations de série B (imposables) venant à échéance en décembre 2019, dont notre quote-part proportionnelle s'élève à 1,6 million de dollars. Le tableau ci-dessus n'inclut pas notre quote-part proportionnelle de 4,2 millions de dollars relative à des primes d'émissions.

Utilisations des liquidités

Nos besoins en liquidités et en capital, autres que pour l'exploitation de nos projets, comprennent principalement le capital et les intérêts sur nos débentures convertibles en circulation, nos prêts à plus d'un jour garanties de premier rang, les billets à moyen terme et autres titres de créance de l'entreprise et de la dette au niveau des projets, le financement du rachat d'actions ordinaires, de nos débentures convertibles, de nos actions privilégiées (si nous choisissons de les racheter), les garanties et investissements dans nos projets à travers les dépenses en capital, notamment les principaux frais d'entretien et de développement des activités et les paiements de dividendes aux actionnaires privilégiés d'un filiale.

Dépenses en capital et dépenses d'entretien

Les dépenses en capital et dépenses d'entretien pour les projets sont généralement payées au niveau des projets en utilisant les flux de trésorerie et les fonds de réserve des projets. Par conséquent, les distributions que nous recevons des projets sont versées nettes des dépenses en capital nécessaires pour les projets. Les projets en exploitation dont nous sommes propriétaire se composent d'importantes immobilisations ayant des opérations commerciales établies. Les dépenses en capital en cours pour les actifs de cette nature ne sont généralement pas significatives, car la plupart des dépenses sont liées aux réparations et à l'entretien prévus et sont prises en charge au moment où elles sont encourues.

Nous prévoyons de réinvestir environ 5,4 millions de dollars en 2017 (dont 4,9 millions de dollars réinvestis au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017) de notre portefeuille, y compris les titres mis en équivalence, sous forme de dépenses en immobilisations et de dépenses d'entretien de 34,3 millions de dollars (dont 23,6 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017). Ces investissements sont généralement réalisés au niveau des projets. Consulter la rubrique « Dépenses majeures d'entretien et en immobilisations » de notre rapport annuel sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Nous ne prévoyons aucune autre exigence importante ou inhabituelle pour les sorties de fonds en 2017 aux fins de dépenses en immobilisations ou autres investissements requis. Nous estimons que nous serons en mesure de générer suffisamment d'espèces et de quasi-espèces pour poursuivre nos activités et respecter nos obligations à leur échéance au moins pour les 12 prochains mois.

Nous pensons que l'un des avantages de notre large flotte est que les améliorations des installations et autres dépenses ne surviennent pas la même année pour chaque facilité. Les directives industrielles reconnues et les recommandations du fabricant d'équipement d'origine fournissent une source de données permettant d'évaluer les besoins

en entretien. De plus, nous utilisons une analyse prédictive et une analyse des risques pour préciser nos attentes, prioriser nos dépenses et répartir les exigences de financement nécessaires à ces dépenses au fil du temps. Les dépenses en capital et les dépenses d'entretien futures peuvent dépasser le niveau prévu de 2017 en raison de la séquence des événements peu fréquents tels que les révisions des turbines vapeur ou les mises à niveau des turbines au gaz et des turbines hydroélectriques.

Directives comptables récemment adoptées et récemment publiées

Consulter la Note 1 des états financiers consolidés dans le rapport trimestriel sur le formulaire 10-Q.

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2017, nous n'avons conclu aucun arrangement hors bilan défini à l'élément 303(a)(4) de la réglementation S-K.

RUBRIQUE 3. INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LE RISQUE DE MARCHÉ

Notre exposition au risque de marché financier résulte principalement des fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change ainsi que des prix de combustibles et de l'électricité. Nos risques de marché n'ont subi aucun changement important, tel qu'il est indiqué dans notre rapport annuel sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

RUBRIQUE 4. CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Évaluation de la publication des contrôles et procédures

Notre chef de la direction et chef de la direction financière ont évalué notre approche de publication des contrôles et procédures, aux termes des dispositions 13a-15(e) et 15d-15(e) de la Securities Exchange Act de 1934, tel que modifié, au moment de la fin de la période de rédaction de ce rapport, et ils ont conclu que ces contrôles et procédures sont efficaces.

Changements dans le contrôle interne sur les rapports financiers

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, le contrôle interne sur les rapports financiers n'a subi aucun changement l'ayant influé ou raisonnablement susceptible de l'influer sensiblement.

Limites inhérentes à la publication des contrôles et contrôle interne sur les rapports financiers

À cause de leur limites inhérentes, nos contrôles et procédures de publication et notre contrôle interne sur les rapports financiers n'est pas garanti exempt d'erreurs importantes ou de fraudes. Un système de contrôle, quel que soit la qualité de sa conception et sa mise en œuvre, ne peut fournir qu'une assurance raisonnable, et non absolue, que les objectifs de contrôle interne sont remplis. L'efficacité de la publication des contrôles et procédures et de notre contrôle interne sur les rapports financiers est sujette aux risques, y compris que le contrôle devienne inapproprié à cause de changements dans les conditions ou que le degré de respect de nos politiques ou procédures puissent se détériorer.

RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

Il n'y a eu aucun changement important aux facteurs de risque décrits à l'« Rubrique 1A. Facteurs de risque » de notre rapport annuel sur le formulaire 10 K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, sauf dans la mesure où d'autres informations factuelles divulguées ailleurs dans ce rapport trimestriel sur formulaire 10 Q se rapportent à ces facteurs de risque (notamment, sans s'y limiter, les points évoqués dans l'« Rubrique 2. Discussion et analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation »). Dans la mesure où les facteurs de risque dans notre rapport annuel sur le formulaire 10 K pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se rapportent à l'information factuelle divulguée ailleurs dans le présent rapport trimestriel sur formulaire 10 Q, y compris en ce qui concerne notre plan d'affaires et tout élément nouveau dans notre stratégie d'entreprise; ces facteurs de risque doivent être interprétés à la lumière de ces renseignements.

RUBRIQUE 2 : VENTES NON ENREGISTRÉES DE TITRES DE PARTICIPATION ET UTILISATION DU PRODUIT

c) Achats de titres de capitaux propres par l'émetteur et

Programme de rachat d'actions

Le 29 décembre 2016, nous avons initié une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui expirera le 28 décembre 2017 ou à toute date antérieure à mesure que la société et/ou APPEL concrétisent leurs achats respectifs conformément aux offres publiques de rachat dans le cours normal des activités. En vertu de la nouvelle offre publique de rachat, nous pouvons acheter jusqu'à environ 11,3 millions d'actions ordinaires, (37,4 millions de dollars canadiens selon le cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de Toronto de 3,31 dollars canadiens le 31 décembre 2016) soit 10 % de notre flottant. Jusqu'au 30 septembre 2017, nous avons racheté et annulé 0,1 million d'actions pour un coût de 0,2 millions de dollars. Jusqu'au 30 septembre 2017, nous avons également racheté et annulé 0,3 million de nos actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif de 25,0 dollars canadiens à un taux de 4,85 % en valeur nominale de série 1, à 15,5 dollars canadiens par action, pour un paiement total de 3,9 millions de dollars canadiens, résultant en un gain de 3,0 millions de dollars comptabilisé dans les recettes (pertes) nettes attribuables aux actions privilégiées d'une filiale au cours du trimestre et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017.

Période de rachat	Nombre total D'actions achetées	Prix moyen versé Par action	Nombre total d'actions dans le cadre d'une annonce publique du plan d'achat	Valeur en dollars du nombre maximum d'actions devant être achetées dans le cadre du plan
1/9/2017 - 30/9/2017	93 391	dollars canadiens 2,95	93 391	dollars canadiens 37 106 361
Capital	<u>93 391</u>		<u>93 391</u>	

RUBRIQUE 6. ANNEXES

INDEX DES ANNEXES

Annexe N°	Description
10.40*	Deuxième modification datée du 18 octobre 2017 à la Convention de crédit et de garantie intervenue le 13 avril 2016, entre APLP Holdings Limited Partnership, en qualité d'emprunteur, Atlantic Power Corporation, en qualité de garant, certaines filiales d'APLP Holdings Limited Partnership, en tant que garants, divers prêteurs, Goldman Sachs Bank USA et Bank of America, NA, en tant qu'émetteurs L/C, Goldman Sachs Lending Partners LLC et Bank of America, NA, en tant qu'agents de syndication conjoints, Goldman Sachs Lending Partners LLC en tant qu'agent administratif et agent des sûretés, et Goldman Sachs Lending Partners LLC, Merrill Lynch, Pierce, Fenner et Smith Incorporated, RBC Capital Markets, La Banque de Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd., Wells Fargo Securities, LLC, et Industrial and Commercial Bank of China, en leur qualité respective d'arrangeurs principaux et de teneurs de livre associés.
31.1*	Certification du chef de la direction conformément à la Disposition 13a-14(a) ou 15d-14(a) de la Securities Exchange Act de 1934
31.2*	Certification du chef de la direction financière conformément à la Disposition 13a-14(a) ou 15d-14(a) de la Securities Exchange Act de 1934
32.1**	Certification du chef de la direction conformément à l'article 1350 du 18 U.S.C., tel qu'adopté en vertu de l'article 906 de la loi Sarbanes-Oxley de 2002
32.2**	Certification du chef de la direction financière conformément à l'article 1350 du 18 U.S.C., tel qu'adopté en vertu de l'article 906 de la loi Sarbanes-Oxley de 2002
101.INS*	Document d'instance XBRL
101.SCH	Schéma d'extension de taxonomie XBRL
*	
101.CAL	Linkbase de calcul d'extension de taxonomie XBRL
*	
101.DEF	Linkbase de définition d'extension de taxonomie XBRL
*	
101.LAB	Linkbase d'étiquette d'extension de taxonomie XBRL
*	
101.PRE	Linkbase de présentation d'extension de taxonomie XBRL
*	

* Copie produite au soutien des présentes.

** Fournies avec les présentes.

SIGNATURES

Conformément aux exigences de la Securities Exchange Act de 1934, l'inscrit a dûment fait signer ce rapport en son nom par les soussignés dûment autorisés.

Date : 9 novembre 2017

Atlantic Power Corporation

Par :/s/ TERRENCE RONAN

Nom Terrence Ronan

Fonction *Responsable financier (*
Responsable dûment autorisé et Principal
Responsable financier)