

États financiers consolidés intermédiaires non audités de

Algonquin Power & Utilities Corp.

Pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018

Algonquin Power & Utilities Corp.
Bilans consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
ACTIF		
Actif à court terme :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	114 459 \$	46 819 \$
Débiteurs, montant net (note 4)	197 993	245 728
Gaz naturel et carburant stockés	36 406	43 063
Stock de fournitures et de matières consommables	58 814	52 537
Actifs réglementaires (note 5)	40 963	59 037
Charges payées d'avance	29 311	27 283
Instruments dérivés (note 20)	10 673	9 616
Autres actifs et placements à long terme	7 910	3 561
	496 529	487 644
Immobilisations corporelles, montant net	6 889 963	6 393 558
Actifs incorporels, montant net	47 757	54 994
Goodwill	955 230	954 282
Actifs réglementaires (note 5)	415 498	391 437
Placements à long terme (note 6)		
Placement à la juste valeur	1 161 229	814 530
Autres placements à long terme	214 540	134 371
Trésorerie soumise à restriction (note 3 a))	274 606	18 954
Instruments dérivés (note 20)	72 875	53 192
Impôts reportés	62 305	72 415
Autres actifs	28 358	13 591
	10 618 890 \$	9 388 968 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.
Bilans consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme :		
Créditeurs	76 074 \$	89 740 \$
Charges à payer	226 119	235 586
Dividendes à payer	70 027	62 613
Passifs réglementaires (note 5)	38 575	39 005
Dettes à long terme (note 7)	210 565	13 048
Autres obligations à long terme (note 9)	45 293	42 337
Instruments dérivés (note 20)	6 359	14 339
Autres passifs	5 353	2 313
	678 365	498 981
Dettes à long terme (note 7)	4 065 649	3 323 747
Passifs réglementaires (note 5)	552 095	539 587
Impôts reportés	473 807	444 145
Instruments dérivés (note 20)	85 243	88 503
Obligation au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	191 809	191 915
Autres obligations à long terme (note 9)	268 358	263 582
	5 636 961	4 851 479
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables, détenues par une partie liée (note 13)	313 863	307 622
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	25 388	33 364
Capitaux propres :		
Actions privilégiées (note 10 b))	184 299	184 299
Actions ordinaires (note 10 a))	3 655 257	3 562 418
Surplus d'apport	47 056	45 553
Déficit	(462 867)	(595 259)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 11)	(12 992)	(19 385)
Total des capitaux propres attribuables aux actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	3 410 753	3 177 626
Participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle	475 834	519 896
Participations ne donnant pas le contrôle détenues par une partie liée (note 13)	77 726	—
	553 560	519 896
Total des capitaux propres	3 964 313	3 697 522
Engagements et éventualités (note 18)		
Événements postérieurs à la date du bilan (notes 3 et 10)		
	10 618 890 \$	9 388 968 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des résultats consolidés intermédiaires non audités

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

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits				
Distribution d'électricité à tarifs réglementés	221 396 \$	225 520 \$	602 452 \$	637 988 \$
Distribution de gaz naturel à tarifs réglementés	47 588	46 330	296 184	303 104
Assainissement de l'eau et distribution d'eau à tarifs réglementés	39 004	36 945	98 487	98 059
Ventes d'énergie à tarifs non réglementés	52 706	52 189	175 940	173 077
Autres produits	4 872	5 261	13 306	14 374
	365 566	366 245	1 186 369	1 226 602
Charges				
Charges d'exploitation	116 248	118 805	356 548	360 189
Achats d'électricité à tarifs réglementés	68 281	67 742	188 223	201 768
Achats de gaz naturel à tarifs réglementés	10 670	9 922	111 564	123 994
Achats d'eau à tarifs réglementés	2 719	2 388	5 958	6 718
Achats d'énergie à tarifs non réglementés	3 531	7 247	13 110	20 701
Frais d'administration	14 929	11 542	41 571	37 689
Amortissement	65 782	63 495	206 642	196 925
Perte (gain) de change	(859)	274	75	(797)
	281 301	281 415	923 691	947 187
Bénéfice d'exploitation	84 265	84 830	262 678	279 415
Intérêts débiteurs	45 668	37 905	134 129	111 834
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur (note 6)	(64 394)	(10 022)	(179 970)	91 949
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits (note 6)	(25 661)	(11 428)	(90 219)	(32 981)
Coûts des prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite non liés au service (note 8)	4 994	1 263	10 034	1 591
Autres pertes	2 897	2 006	8 875	392
Coûts d'acquisition, montant net (note 3)	2 786	925	5 175	9 569
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés (note 20 b) iv))	(15 379)	748	(15 592)	920
	(49 089)	21 397	(127 568)	183 274
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	133 354	63 433	390 246	96 141
Charge d'impôts (note 15)				
Impôts exigibles	5 041	3 218	14 990	8 602
Impôts reportés	16 927	7 516	42 614	42 014
	21 968	10 734	57 604	50 616
Bénéfice net	111 386	52 699	332 642	45 525
Incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle (note 14)				
Incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle	11 377	5 231	47 066	95 465
Incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle détenues par une partie liée	(7 009)	—	(20 923)	—
Bénéfice net attribuable aux actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	115 754 \$	57 930 \$	358 785 \$	140 990 \$
Dividendes sur les actions privilégiées de série A et de série D (note 12)	2 137	1 989	6 352	6 059
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	113 617 \$	55 941 \$	352 433 \$	134 931 \$
Bénéfice net de base par action (note 16)	0,23 \$	0,12 \$	0,71 \$	0,30 \$
Bénéfice net dilué par action (note 16)	0,23 \$	0,12 \$	0,71 \$	0,29 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États du résultat étendu consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net	111 386 \$	52 699 \$	332 642 \$	45 525 \$
Autres éléments du résultat étendu :				
Écart de conversion, déduction faite du recouvrement d'impôts respectivement de 493 \$ et 606 \$ (2 668 \$ et 3 546 \$ en 2018) (notes 20 b) iii) et 20 b) iv))	(11 910)	8 962	45	(3 854)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie, déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 198 \$ et de la charge d'impôts de 2 902 \$ (charge d'impôts respectivement de 734 \$ et 1 040 \$ en 2018) (note 20 b) ii))	(5 775)	2 011	7 855	2 814
Variation du coût des prestations des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, déduction faite du recouvrement d'impôts respectivement de 132 \$ et 82 \$ (recouvrement d'impôts respectivement de 71 \$ et 127 \$ en 2018) (note 8)	(185)	(76)	(230)	(358)
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts	(17 870)	10 897	7 670	(1 398)
Résultat étendu	93 516	63 596	340 312	44 127
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5 610)	(5 553)	(24 680)	(95 800)
Résultat étendu attribuable aux actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	99 126 \$	69 149 \$	364 992 \$	139 927 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit accumulé	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 30 juin 2019	3 614 020 \$	184 299 \$	45 414 \$	(499 344) \$	3 636 \$	569 145 \$	3 917 170 \$
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	115 754	—	(4 368)	111 386
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	(4 744)	(4 744)
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	(16 628)	(1 242)	(17 870)
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(54 530)	—	(5 231)	(59 761)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	18 000	—	—	(18 000)	—	—	—
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, moins les coûts (note 10 a))	15 609	—	—	—	—	—	15 609
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions (note 10 c))	7 628	—	(1 414)	(6 747)	—	—	(533)
Rémunération à base d'actions (note 10 c))	—	—	3 056	—	—	—	3 056
Solde au 30 septembre 2019	3 655 257 \$	184 299 \$	47 056 \$	(462 867) \$	(12 992) \$	553 560 \$	3 964 313 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit accumulé	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 30 juin 2018	3 397 106 \$	184 299 \$	41 148 \$	(566 758) \$	(5 116) \$	526 882 \$	3 577 561 \$
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	57 930	—	(5 231)	52 699
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	1 681	1 681
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	11 219	(322)	10 897
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(48 152)	—	(1 945)	(50 097)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	14 857	—	—	(14 857)	—	—	—
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	128	—	—	—	—	—	128
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions	175	—	—	—	—	—	175
Rémunération à base d'actions	—	—	2 474	—	—	—	2 474
Solde au 30 septembre 2018	3 412 266 \$	184 299 \$	43 622 \$	(571 837) \$	6 103 \$	521 065 \$	3 595 518 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit accumulé	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2018	3 562 418 \$	184 299 \$	45 553 \$	(595 259) \$	(19 385) \$	519 896 \$	3 697 522 \$
Adoption de l'ASU 2017-12 portant sur la couverture (note 2 a))	—	—	—	(186)	186	—	—
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	358 785	—	(26 143)	332 642
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	(14 011)	(14 011)
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	6 207	1 463	7 670
Apports des participations ne donnant pas le contrôle, moins les coûts	—	—	—	—	—	100 318	100 318
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(158 447)	—	(27 963)	(186 410)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	51 447	—	—	(51 447)	—	—	—
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, moins les coûts (note 10 a))	20 702	—	—	—	—	—	20 702
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	90	—	—	—	—	—	90
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions (note 10 c))	20 600	—	(7 861)	(16 313)	—	—	(3 574)
Rémunération à base d'actions (note 10 c))	—	—	9 364	—	—	—	9 364
Solde au 30 septembre 2019	3 655 257 \$	184 299 \$	47 056 \$	(462 867) \$	(12 992) \$	553 560 \$	3 964 313 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit accumulé	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2017	3 021 699 \$	184 299 \$	38 569 \$	(524 311) \$	(2 792) \$	602 636 \$	3 320 100 \$
Adoption du Topic 606 portant sur les produits	—	—	—	1 860	—	—	1 860
Adoption de l'ASU 2018-02 portant sur les incidences fiscales dans les AERE	—	—	—	(9 958)	9 958	—	—
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	140 990	—	(95 465)	45 525
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	6 696	6 696
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	(1 063)	(335)	(1 398)
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(138 849)	—	(6 323)	(145 172)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	39 589	—	—	(39 589)	—	—	—
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, moins les coûts	345 723	—	—	—	—	—	345 723
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	430	—	—	—	—	—	430
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions	4 825	—	(2 671)	(1 980)	—	—	174
Rémunération à base d'actions	—	—	7 724	—	—	—	7 724
Apports des participations ne donnant pas le contrôle, moins les coûts	—	—	—	—	—	13 856	13 856
Solde au 30 septembre 2018	3 412 266 \$	184 299 \$	43 622 \$	(571 837) \$	6 103 \$	521 065 \$	3 595 518 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des flux de trésorerie consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :				
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	111 386 \$	52 699 \$	332 642 \$	45 525 \$
Ajustements et éléments sans effet sur la trésorerie :				
Amortissement	65 782	63 495	206 642	196 925
Impôts reportés	16 927	7 516	42 614	42 014
Variation de la valeur du placement comptabilisé à la juste valeur	(64 394)	(10 022)	(178 410)	91 949
Perte latente (gain latent) sur les instruments financiers dérivés	(25 643)	1 732	(15 968)	(451)
Charge de rémunération à base d'actions	2 681	2 209	7 896	5 824
Coût des fonds de capitaux propres utilisés aux fins de la construction	(1 428)	(691)	(2 588)	(2 068)
Excédent des cotisations aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite sur les charges	276	527	3 507	3 865
Excédent des distributions reçues d'entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation, sur les produits	1 762	2 572	6 455	3 838
Divers	9 974	6 816	10 475	9 688
Variations des éléments hors trésorerie liés à l'exploitation (note 19)	70 764	4 619	30 535	(35 372)
	188 087	131 472	443 800	361 737
Activités de financement				
Augmentation de la dette à long terme	734 260	289 081	2 845 045	1 292 285
Diminution de la dette à long terme	(229 591)	(188 656)	(1 918 815)	(791 389)
Émission d'actions ordinaires, moins les coûts	15 856	(104)	22 223	347 181
Dividendes en espèces sur actions ordinaires	(51 559)	(45 652)	(143 773)	(121 714)
Dividendes sur actions privilégiées	(4 246)	(2 073)	(6 352)	(4 129)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle détenues par une partie liée (note 6 b))	—	—	96 752	—
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	475	—
Apports en espèces des participations ne donnant pas le contrôle fondés sur la production	—	—	3 565	13 856
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(24 014)	(2 462)	(40 401)	(6 814)
Règlement de dérivés	—	—	(8 732)	—
Actions remises pour financer les retenues d'impôts à l'exercice d'options sur actions	(1 341)	—	(5 282)	(1 557)
Augmentation des autres obligations à long terme	3 436	2 320	7 488	9 587
Diminution des autres obligations à long terme	(1 413)	(2 701)	(15 192)	(14 785)
	441 388	49 753	837 001	722 521
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	(190 247)	(101 254)	(403 297)	(342 524)
Augmentation des placements à long terme	(130 616)	(30 069)	(546 303)	(698 378)
Acquisitions d'entités en exploitation	—	—	(1 350)	—
Diminution (augmentation) des autres actifs	(903)	92	(13 914)	1 101
Encaissement du capital lié aux prêts pour des projets d'aménagement à recevoir	—	—	10 601	—
Produit de la vente d'actifs à long terme	—	—	—	3 004
	(321 766)	(131 231)	(954 263)	(1 036 797)
Incidence des écarts de taux de change sur la trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	(412)	230	313	(262)
Augmentation de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	307 297	50 224	326 851	47 199
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période	85 327	56 398	65 773	59 423
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de la période	392 624 \$	106 622 \$	392 624 \$	106 622 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des flux de trésorerie consolidés intermédiaires non audités

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie :

(en milliers de dollars américains)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Trésorerie versée au cours de la période au titre des intérêts débiteurs	40 677 \$	36 657 \$	124 001 \$	114 300 \$
Trésorerie versée au cours de la période au titre des impôts sur les bénéfices	3 421	1 868	12 959	6 404
Activités de financement et d'investissement hors trésorerie :				
Acquisitions d'immobilisations corporelles dans les charges à payer	29 671 \$	33 150 \$	29 671 \$	33 150 \$
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et des régimes de rémunération à base d'actions	24 877	14 878	70 070	42 745
Émission d'actions ordinaires à la conversion des débentures convertibles	—	133	94	450
Cession d'immobilisations corporelles, d'actifs incorporels et de charges à payer en échange de l'effet à recevoir	21 107 \$	(1 686) \$	21 107 \$	12 971 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp. (« APUC » ou la « société ») est une entité constituée en société en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Les activités d'APUC sont réparties entre deux unités opérationnelles nord-américaines principales, soit le groupe Liberty Utilities et le groupe Liberty Power. Le groupe Liberty Utilities possède et exploite un portefeuille de réseaux de services publics de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de collecte des eaux usées à tarifs réglementés, en plus d'être responsable des activités de transport; le groupe Liberty Power possède et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production d'électricité thermique à tarifs non réglementés. APUC détient également une participation de 44,2 % dans Atlantica Yield plc (« Atlantica ») (NASDAQ : AY), laquelle société acquiert, détient et exploite un portefeuille international diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable, de production d'électricité, de transport d'électricité et de distribution d'eau.

1. Principales méthodes comptables

a) Base d'établissement

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ci-joints et les notes y afférentes ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et la rubrique 10 de la Regulation S-X fournie par la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De l'avis de la direction, les états financiers consolidés intermédiaires non audités comprennent tous les ajustements de nature récurrente qui sont requis pour présenter fidèlement les résultats d'exploitation intermédiaires.

Les principales méthodes comptables appliquées aux présents états financiers consolidés intermédiaires non audités d'APUC sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés d'APUC pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, sauf pour les méthodes comptables adoptées décrites à la note 2 a).

b) Caractère saisonnier

Les résultats d'exploitation d'APUC sont assujettis aux variations saisonnières qui pourraient influencer considérablement sur les résultats d'exploitation d'un trimestre à l'autre et, par conséquent, les résultats d'exploitation d'un trimestre ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation d'un trimestre ultérieur. Lorsqu'un mécanisme de découplage est utilisé, l'organisme de réglementation impose un plafond de revenu volumétrique qui ne fluctue pas en fonction de l'utilisation. Les divers services publics de distribution d'électricité d'APUC peuvent enregistrer une hausse ou une baisse de la demande en été ou en hiver selon les caractéristiques particulières du climat régional et du secteur d'activité. En hiver, les services publics de distribution du gaz naturel enregistrent une demande plus élevée qu'en été. Les produits liés aux actifs des services publics de distribution d'eau et de traitement des eaux usées d'APUC varient selon la demande en eau, laquelle est habituellement plus forte pendant les mois plus secs et plus chauds d'été. Les actifs d'énergie hydroélectrique d'APUC sont principalement composés de centrales au fil de l'eau dont les activités varient en fonction des débits naturels de l'eau. En hiver et en été, les débits sont généralement plus faibles qu'au printemps et qu'à l'automne. À l'égard des actifs d'énergie éolienne d'APUC, les vents sont habituellement plus forts au printemps, à l'automne et à l'hiver, alors qu'ils sont plus calmes en été. Les actifs d'énergie solaire d'APUC bénéficient d'un meilleur ensoleillement en été, lequel est plus faible en hiver.

1. Principales méthodes comptables (suite)**c) Contrats de location**

La société a adopté le Topic 842, *Leases* (« ASC 842 ») du Financial Accounting Standards Board (« FASB ») des États-Unis au premier trimestre de 2019 selon une approche rétrospective modifiée.

La société loue des bâtiments, des véhicules, des wagons et du matériel de bureau aux fins d'usage dans le cadre de ses activités quotidiennes. La société a l'option de prolonger la durée de bon nombre de ses contrats de location assortis de périodes de renouvellement allant de un an à cinq ans. À la date du bilan consolidé intermédiaire non audité, la société n'a pas la certitude raisonnable que ces options de renouvellements seront exercées.

Le groupe Liberty Power conclut des contrats de servitude dans le cadre de l'exploitation de ses centrales de production. Pour évaluer si ces contrats renferment des contrats de location, la société détermine si elle a le droit exclusif d'utiliser le terrain. Dans la majorité des cas, le propriétaire ou le concédant de la servitude garde un plein accès au terrain et peut l'utiliser à quelque titre que ce soit, dans la mesure où il ne nuit pas à l'exploitation de la société. Par conséquent, ces contrats de servitude ne renferment pas de contrats de location. Les contrats de servitude qui procurent un accès réservé au terrain et un usage exclusif de ce dernier répondent à la définition d'un contrat de location et entrent dans le champ d'application de l'ASC 842.

Le groupe Liberty Utilities conclut des contrats de servitude dans le cadre de l'exploitation de ses services publics. Pour toutes les servitudes en cours ou qui avaient expiré au 1^{er} janvier 2019, la mesure de simplification permettant de ne pas modifier le mode de comptabilisation antérieur a été adoptée à l'égard de ces contrats de servitude. Pour les nouveaux contrats de servitude conclus après le 1^{er} janvier 2019, la société déterminera s'ils renferment un contrat de location.

La mise en œuvre de l'ASC 842 n'a pas eu d'incidence sur les contrats de location-financement en cours de la société. La durée de location résiduelle moyenne pondérée des contrats de location-financement de la société est de 5,80 ans. De nouveaux actifs au titre du droit d'utilisation et de nouvelles obligations locatives de 8 295 \$ ont été comptabilisés pour les contrats de location-exploitation de la société au 1^{er} janvier 2019. Le taux d'actualisation moyen pondéré au 30 septembre 2019 en ce qui a trait aux actifs et aux passifs de contrat de location-exploitation s'élevait à 4,38 % et la durée de location résiduelle moyenne pondérée est de 14,59 ans. Les frais de location engagés et la trésorerie versée à l'égard des contrats de location-financement et de location-exploitation au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2019 n'étaient pas significatifs.

Les actifs au titre du droit d'utilisation sont inclus dans les immobilisations corporelles tandis que les obligations locatives sont incluses dans les autres passifs aux bilans consolidés intermédiaires non audités.

Les paiements au titre des contrats de location-exploitation de la société pour les cinq prochains exercices et par la suite sont les suivants :

Exercice 1	Exercice 2	Exercice 3	Exercice 4	Exercice 5	Par la suite	Total
1 710 \$	1 067 \$	586 \$	504 \$	494 \$	4 690 \$	9 051 \$

Les paiements annuels au titre des contrats de location-financement de la société devraient s'élever à environ 537 \$ pour les cinq prochains exercices, et à 430 \$ par la suite.

2. Prises de position en comptabilité publiées récemment

a) Prises de position en comptabilité adoptées récemment

Le FASB a publié l'accounting standards update (ASU) 2018-15, *Intangibles — Goodwill and Other — Internal-Use Software (Subtopic 350-40) : Customers Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement that is a Service Contract* pour donner des directives supplémentaires destinées à éliminer le foisonnement de pratiques. Cette mise à jour resserre l'arrimage entre, d'une part, les règles encadrant l'inscription à l'actif des frais de mise en œuvre engagés dans le cadre d'une entente d'hébergement considérée comme un contrat de service et, d'autre part, les règles encadrant l'inscription à l'actif des frais de mise en œuvre engagés pour le développement ou l'acquisition d'un logiciel qui sera utilisé en interne. La société a adopté cette mise à jour de manière prospective au début du troisième trimestre. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Le FASB a publié l'ASU 2018-16, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Inclusion of the Secured Overnight Financing Rate («SOFR») Overnight Index Swap («OIS») Rate as a Benchmark Interest Rate for Hedge Accounting Purposes* afin de trouver une option convenable au LIBOR en dollars américains qui se fonde davantage sur des transactions réelles dans un marché actif. La mise à jour permet le recours au taux d'intérêt de swaps indexés sur le taux à un jour fondé sur l'indice SOFR, comme taux d'intérêt de référence américain aux fins de la comptabilité de couverture. Cette mise à jour a été adoptée parallèlement à l'ASU 2017-12 au premier trimestre de 2019. La société appliquera les prises de position de manière prospective pour les relations de couverture nouvelles ou nouvellement désignées admissibles.

Le FASB a publié l'ASU 2018-07, *Compensation – Stock Compensation (Topic 718): Improvements to Non-employee Share-Based Payment Accounting* pour élargir le champ d'application du Topic 718 aux transactions à base d'actions visant l'acquisition de biens et services auprès de non-salariés. Cette mise à jour modifie la base d'évaluation et la date des attributions à base d'actions à des non-salariés et apporte également des modifications à la manière d'évaluer, pour les non-salariés, les attributions assorties de conditions de performance. L'adoption de cette mise à jour au premier trimestre de 2019 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société.

2. Prises de position en comptabilité publiées récemment (suite)

a) Prises de position en comptabilité adoptées récemment (suite)

Le FASB a publié l'ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging (Topic 815): Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities* qui vise l'amélioration de la présentation de l'information financière liée aux relations de couverture afin de dresser un portrait plus fidèle des résultats économiques des activités de gestion du risque d'une entité dans ses états financiers. La mise à jour apporte également des améliorations ciblées visant à simplifier l'application de la comptabilité de couverture. Le FASB a également publié l'ASU 2019-04 qui apporte d'autres améliorations de codification à l'ASU 2017-12. L'adoption de ces mises à jour au premier trimestre de 2019 a entraîné un reclassement d'un montant de 186 \$ des bénéfices non répartis vers le cumul des autres éléments du résultat étendu à l'égard de l'inefficacité de la couverture antérieurement comptabilisée en résultat pour les contrats de couverture en cours. La société a également modifié et simplifié ses procédures de tests d'efficacité de la couverture et la documentation à leur égard, mesures qui seront appliquées de façon prospective, le cas échéant, selon les prises de position de la mise à jour.

Le FASB a publié l'ASU 2017-11, *Earnings Per Share (Topic 260); Distinguishing Liabilities from Equity (Topic 480); Derivatives and Hedging (Topic 815): (Part I) Accounting for Certain Financial Instruments with Down Round Features, (Part II) Replacement of the Indefinite Deferral for Mandatorily Redeemable Financial Instruments of Certain Nonpublic Entities and Certain Mandatorily Redeemable Noncontrolling Interests with a Scope Exception* pour aborder des questions circonscrites liées à l'application des PCGR à l'égard de certains instruments financiers assortis de caractéristiques d'éléments de passif et de capitaux propres. L'adoption de cette mise à jour au premier trimestre de 2019 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases (Topic 842)* afin d'améliorer la transparence et la comparabilité de l'information entre les entreprises qui ont recours à des contrats de location. Selon cette mise à jour, les locataires doivent comptabiliser au bilan les actifs et les passifs découlant de tous les contrats de location, mais l'incidence des contrats de location dans l'état des résultats et l'état des flux de trésorerie est pratiquement inchangée. Le FASB a également publié des modifications ultérieures à l'ASC 842 qui apportent d'autres mesures de simplification ainsi que des éclaircissements et des améliorations de codification. L'adoption de cette nouvelle norme sur les contrats de location au premier trimestre de 2019 selon une approche rétrospective modifiée a donné lieu à un ajustement de 8 295 \$ des actifs au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives aux termes de contrats de location-exploitation aux bilans consolidés intermédiaires non audités, sans retraitement de la période correspondante.

La société a mis en œuvre de nouveaux processus et procédures en vue de recenser, d'analyser et d'évaluer les nouveaux contrats de location. La société s'est affairée à mettre en œuvre une nouvelle solution logicielle pour faciliter la gestion, le suivi de l'information et l'évaluation des contrats selon la nouvelle norme sur les contrats de location. Au moment de l'adoption, la société a choisi les mesures de simplification suivantes :

1. Une mesure qui permet à la société de ne pas réévaluer la portée, le classement et les coûts directs initiaux de ses contrats de location en vigueur et expirés.
2. Une mesure qui permet à la société de ne pas remettre en question le mode de comptabilisation des contrats de servitude qui n'étaient auparavant pas comptabilisés selon l'ASC 840, *Leases*.
3. Une mesure qui permet à la société de tenir compte de connaissances acquises a posteriori pour déterminer les modalités des contrats de location en vigueur.

En outre, la société a choisi de ne pas comptabiliser une obligation locative ou un actif au titre du droit d'utilisation au bilan consolidé pour ce qui est des contrats de location à court terme (durée inférieure à 12 mois).

2. Prises de position en comptabilité publiées récemment (suite)

b) Directives comptables récentes n'ayant pas encore été adoptées

Le FASB a publié l'ASU 2019-05, *Financial Instruments - Credit Losses (Topic 326): Targeted Transition Relief* pour permettre aux entités qui détiennent certains instruments évalués au coût après amortissement qui entrent dans le champ d'application du Subtopic 326-20 de faire le choix irrévocable d'appliquer l'option de la juste valeur contenue dans le Subtopic 825-10 instrument par instrument. Ce choix n'est pas disponible pour les titres de créance détenus jusqu'à leur échéance. Les modifications prennent effet à la date à laquelle la mise à jour 2016-13 entre en vigueur, soit le 1^{er} janvier 2020. La société évalue actuellement l'incidence de cette mise à jour sur ses états financiers consolidés.

Le FASB a publié l'ASU 2019-04, *Codification Improvements to Topic 326, Financial Instruments - Credit Losses, Topic 815 - Derivatives and Hedging, et Topic 825, Financial Instruments* pour apporter un éclaircissement spécifique et une correction à certains aspects des ASU No. 2016-01, 2016-13 et 2017-12. Les modifications à la mise à jour 2017-12 entrent en vigueur à la même date que la mise à jour 2017-12, qui a été adoptée au premier trimestre de 2019. L'adoption de cette mise à jour par la société n'a eu aucune incidence sur ses états financiers consolidés intermédiaires non audités. Les modifications aux mises à jour 2016-01 et 2016-13 entrent en vigueur pour les périodes intermédiaires et les exercices ouverts après le 15 décembre 2019. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces mises à jour sur ses états financiers consolidés intermédiaires non audités. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette mise à jour aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

3. Acquisitions d'entreprises et projets d'aménagement

a) Acquisition d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Société en Commandite

Après la fin du trimestre, le 1^{er} octobre 2019, la société a conclu une convention visant à acquérir Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Société en Commandite (« Gaz Nouveau-Brunswick »). Gaz Nouveau-Brunswick est un service public à tarifs réglementés qui fournit du gaz naturel aux clients.

Le prix d'achat d'environ 256 011 \$ (339 036 \$ CA) pour l'acquisition de Gaz Nouveau-Brunswick a été financé à même la facilité de crédit existante de la société. Au 30 septembre 2019, ce montant était transféré à un agent payeur aux fins de cette acquisition et présenté à titre de trésorerie soumise à restriction dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités. Tous les coûts liés à l'acquisition ont été passés en charges dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités.

En raison du moment de l'acquisition, la société n'a pas complété les évaluations de la juste valeur nécessaires pour la répartition du prix d'acquisition entre les actifs acquis et les passifs repris.

b) Entente visant l'acquisition de St. Lawrence Gas Company, Inc.

Après la fin du trimestre, le 1^{er} novembre 2019, la société a conclu l'acquisition de St. Lawrence Gas Company, Inc. (« SLG ») SLG est une société de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés servant les clients du nord de l'État de New York. Le prix d'acquisition total de la transaction s'élève à 61 820 \$, moins l'encours total de la dette de SLG auprès d'un tiers à la clôture, sous réserve de certains ajustements de clôture.

3. Acquisitions d'entreprises et projets d'aménagement (suite)

c) Entente visant l'acquisition du projet d'aménagement éolien du Midwest

The Empire District Electric Company (le « réseau Empire »), filiale en propriété exclusive de la société, a conclu des contrats d'achat visant l'acquisition, une fois leur construction terminée, de trois centrales éoliennes d'une capacité de 600 MW situées dans les comtés de Barton, Dade, Lawrence et Jasper, au Missouri, et dans le comté de Neosho, au Kansas (le « projet d'aménagement éolien du Midwest »). Les contrats prévoient des jalons pour l'aménagement et des modalités de résiliation, qui s'appliquent surtout avant le début de la construction. Le total des coûts est estimé à 1 100 000 \$ et les acquisitions devraient être conclues après l'achèvement des projets respectifs. Ces actifs, déduction faite du financement provenant de tiers investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux, devraient être inclus dans la base tarifaire du réseau Empire

Après la fin du trimestre, Liberty Utilities Co., une filiale en propriété exclusive de la société, a acquis une participation dans les entités qui détiennent les deux projets du Missouri, et achèvera leur aménagement et leur construction en collaboration avec un promoteur tiers jusqu'à l'acquisition des projets par le réseau Empire après leur achèvement. Dans le cadre de ses participations dans les coentreprises, Liberty Utilities a conclu une entente de garantie des obligations en vertu d'une des ententes d'approvisionnement d'éoliennes. La juste valeur de l'obligation au titre des garanties s'élève à environ 290 \$.

d) Entente visant l'acquisition de Bermuda Electric Light Company

Le 3 juin 2019, la société a conclu une entente visant l'acquisition d'Ascendant Group Limited (« Ascendant »), la société mère de Bermuda Electric Light Company. Bermuda Electric Light Company est le seul service public d'électricité offrant des services de production, de transport et de distribution d'électricité à tarifs réglementés aux résidents et aux entreprises des Bermudes. Le prix d'acquisition total de la transaction est d'environ 365 000 \$. La clôture de la transaction demeure assujettie à l'obtention de l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation, et devrait avoir lieu au début de 2020.

e) Approbation de l'acquisition de Perris Water Distribution System

Le 10 août 2017, le conseil d'administration de la société a approuvé l'acquisition de deux réseaux de distribution d'eau servant les clients de la ville de Perris, en Californie. Le prix d'acquisition attendu de 11 500 \$ devrait être établi à titre de base tarifaire au cours du processus d'obtention des approbations réglementaires. Les citoyens de la ville de Perris ont voté en faveur de la vente le 7 novembre 2017. Le groupe Liberty Utilities a déposé une requête pour approbation auprès de la California Public Utility Commission visant l'acquisition des actifs des services publics de distribution d'eau le 8 mai 2018. Une décision finale devrait être rendue en 2020.

4. Débiteurs

Au 30 septembre 2019, les débiteurs comprenaient des produits non facturés de 56 038 \$ (79 742 \$ au 31 décembre 2018) attribuables aux services publics à tarifs réglementés de la société. Au 30 septembre 2019, les débiteurs étaient comptabilisés déduction faite de la provision pour créances douteuses de 5 581 \$ (5 281 \$ au 31 décembre 2018).

5. Questions réglementaires

Les services publics à tarifs réglementés en exploitation de la société sont régis par les commissions de services publics des États où ils exercent leurs activités. Les commissions des services publics respectives ont compétence notamment en matière de tarifs, de service, de méthodes comptables, d'émission de titres et d'acquisitions. Ces services publics exercent leurs activités en vertu de la réglementation du coût du service que ces autorités d'État appliquent. Les services publics à tarifs réglementés en exploitation de la société sont comptabilisés conformément aux principes énoncés dans l'ASC Topic 980, *Regulated Operations* (l'« ASC 980 »). Aux termes de l'ASC 980, les actifs et les passifs réglementaires qui ne seraient pas comptabilisés en vertu des PCGR des États-Unis s'appliquant aux entreprises à tarifs non réglementés sont comptabilisés dans la mesure où ils constituent des produits ou des charges futurs probables associés à certaines charges qui seront recouvrées auprès des clients ou à certains crédits qui leur seront remboursés dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

En tout temps, la société peut avoir plusieurs procédures réglementaires en cours. Les répercussions financières de ces procédures sont présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités en vertu des approbations réglementaires obtenues dans la mesure où une incidence financière est prévue au cours de la période visée. Les procédures réglementaires suivantes ont été réglées récemment :

Service public	État	Type de procédure réglementaire	Augmentation annuelle des produits	Date d'entrée en vigueur
Peach State Gas System	Géorgie	Mécanisme de rajustement des tarifs de la Géorgie	2 367 \$	1 ^{er} février 2019
Woodmark/Tall Timbers	Texas	Révision générale de tarifs	484 \$	1 ^{er} août 2019
Réseau Empire (Kansas System)	Kansas	Révision générale de tarifs	2 449 \$	1 ^{er} août 2019
Réseau Empire (Oklahoma System)	Oklahoma	Révision générale de tarifs	1 400 \$	1 ^{er} octobre 2019

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

*(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)***5. Questions réglementaires (suite)**

Les actifs et les passifs réglementaires se composent des éléments suivants :

	30 septembre 2019		31 décembre 2018
Actifs réglementaires			
Coûts environnementaux	85 597 \$		82 295 \$
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	135 523		125 959
Prime sur la dette	43 824		48 847
Ajustement des coûts liés aux marchandises et au carburant	17 389		26 310
Mécanisme de rajustement des tarifs	35 557		37 202
Programmes d'énergie propre et autres programmes destinés à la clientèle	26 878		24 095
Coûts de construction reportés	13 718		13 986
Mise hors service d'immobilisations	23 185		21 048
Impôts	35 036		34 822
Frais afférents aux demandes de révision de tarifs	7 154		6 164
Autres	32 600		29 746
Total des actifs réglementaires	456 461 \$		450 474 \$
Moins les actifs réglementaires à court terme	(40 963)		(59 037)
Actifs réglementaires à long terme	415 498 \$		391 437 \$
Passifs réglementaires			
Impôts	322 130 \$		323 384 \$
Coûts d'enlèvement	195 824		193 564
Base tarifaire compensatoire	9 217		10 900
Ajustement des coûts liés aux marchandises et au carburant	15 978		21 352
Rémunération reportée reçue relativement à la production perdue	4 096		6 003
Coûts de construction reportés – liés au combustible	7 137		7 258
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	19 183		2 170
Autres	17 105		13 961
Total des passifs réglementaires	590 670 \$		578 592 \$
Moins les passifs réglementaires à court terme	(38 575)		(39 005)
Passifs réglementaires à long terme	552 095 \$		539 587 \$

6. Placements à long terme

Les placements à long terme comprenaient ce qui suit :

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Placements à long terme comptabilisés à la juste valeur		
Atlantica a)	1 079 814 \$	814 530 \$
AYES Canada b)	81 415	—
	1 161 229 \$	814 530 \$
Autres placements à long terme		
Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation		
Projet éolien Maverick Creek c)	4 776	—
Projet éolien Amherst Island d)	—	7 655
Réseau de distribution d'eau de San Antonio e)	18 230	—
Centrale éolienne Red Lily I	15 925	15 705
AAGES f)	1 534	2 622
Autres g)	15 032	4 510
	55 497 \$	30 492 \$
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir d'entités comptabilisées à la valeur de consolidation h)	158 210	101 416
Autres	2 180	3 870
Total des autres placements à long terme	215 887 \$	135 778 \$
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(1 347)	(1 407)
	214 540 \$	134 371 \$

Des revenus de dividendes de 20 706 \$ et de 71 895 \$ (8 677 \$ et 25 887 \$ en 2018), des intérêts créditeurs de 543 \$ et de 10 619 \$ (2 969 \$ et 4 700 \$ en 2018) et la perte sur un placement comptabilisé à la valeur de consolidation de 515 \$ et de 5 250 \$ (perte de 1 284 \$ et de 812 \$ en 2018) sont inclus au poste Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités respectivement pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019.

a) Participation dans Atlantica

Au cours du deuxième trimestre de 2019, APUC a fait l'acquisition de 3 384 402 actions ordinaires additionnelles d'Atlantica, de sorte que la participation de la société dans Atlantica a augmenté pour s'établir à environ 44,2 % (41,5 % au 31 décembre 2018). APUC dispose de la souplesse voulue, sous réserve de certaines conditions, pour accroître sa participation dans Atlantica jusqu'à concurrence de 48,5 %. Des 3 384 402 actions reçues, 1 384 402 actions ont été acquises pour une contrepartie en espèces de 30 000 \$, et 2 000 000 d'actions ont été reçues par suite d'un paiement anticipé de 53 750 \$. Au quatrième trimestre de 2019, la société réglera tous les montants dus aux termes de l'entente d'acquisition par paiement anticipé en espèces ou en actions ordinaires d'Atlantica. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, APUC a comptabilisé des revenus de dividendes de 17 977 \$ et 50 881 \$ (8 518 \$ et 24 303 \$ en 2018) et un gain sur la juste valeur de son placement dans Atlantica de 60 939 \$ et 191 930 \$ (gain de 10 022 \$ et perte de 91 949 \$ en 2018).

6. Placements à long terme (suite)

b) Placement dans AYES Canada

Le 24 mai 2019, APUC et Atlantica ont formé Atlantica Yield Energy Solutions Canada Inc. (« AYES Canada »), un véhicule servant à canaliser les occasions de co-investissement dans lequel Atlantica détient la majorité des droits de vote. Le premier placement a été Windlectric Inc. APUC et Atlantica ont investi respectivement 91 919 \$ (123 603 \$ CA) et 4 834 \$ (6 500 \$ CA) dans AYES Canada, qui à son tour a investi ces fonds dans Amherst Island Partnership (« AIP »), la société de portefeuille qui détient Windlectric.

APUC contrôle toujours AIP et Windlectric et poursuit leur consolidation. Le placement de 96 752 \$ (130 103 \$ CA) d'AYES Canada dans AIP est présenté comme une participation ne donnant pas le contrôle détenue par une partie liée (note 13). L'entente relative à la société en nom collectif confère des droits de liquidation et des priorités à chaque détenteur de capitaux propres qui ne correspondent pas au pourcentage de la participation sous-jacente. La tranche des bénéfices attribuable au porteur d'une participation ne donnant pas le contrôle est donc calculée à l'aide de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (« LHVC »). La société a acquis une participation ne donnant pas le contrôle de néant et néant (calculée selon la méthode comptable de la LHVC (néant et néant en 2018) et a comptabilisé des distributions de 2 715 \$ et 20 517 \$ (néant et néant en 2018) au cours respectivement des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2019.

AYES Canada est considérée comme une entité à détenteurs de droits variables en raison des droits de vote et des intérêts financiers disproportionnés des actionnaires. Atlantica est considérée comme le principal bénéficiaire d'AYES Canada. En conséquence, le placement d'APUC dans AYES Canada est considéré comme un placement comptabilisé à la valeur de consolidation. La convention entre les actionnaires d'AYES Canada permet à APUC d'échanger à compter de mai 2020, sous réserve de certaines conditions, environ 3 500 000 actions d'AYES Canada contre des actions ordinaires d'Atlantica à raison de une pour une. Conformément au traitement privilégié pour les actions d'Atlantica, la société a choisi l'option de la juste valeur en vertu de l'ASC 825, *Financial Instruments* pour comptabiliser son placement dans AYES Canada, les variations de la juste valeur étant reflétées dans les états des résultats consolidés. Une approche fondée sur les flux de trésorerie actualisés (niveau 3) combinée au modèle d'évaluation des options de Black et Scholes ont été utilisés pour estimer la juste valeur du placement. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, APUC a comptabilisé des revenus de dividendes de 2 753 \$ et 20 219 \$ (néant et néant en 2018) et un gain sur la juste valeur de son placement dans AYES Canada de 3 455 \$ et une perte de 11 960 \$ (néant et néant en 2018), respectivement.

c) Projet éolien Maverick Creek

En août 2019, le groupe Liberty Power et un tiers promoteur ont chacun contribué à hauteur de 1 000 \$ au capital de Maverick Creek Wind SponsorCo (« Maverick SponsorCo ») afin d'aménager conjointement le projet éolien Maverick Creek d'environ 490 MW situé dans le comté de Concho, au Texas. Le prix d'acquisition de 70 567 \$ a été investi dans un prêt à recevoir de Maverick SponsorCo (note 6 h)). Le projet devrait débiter ses activités commerciales au quatrième trimestre de 2020. La société détient une option visant l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Maverick SponsorCo contre un prix fixe. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, les intérêts capitalisés à même le placement alors que le projet éolien Maverick Creek était en construction se sont établis à 934 \$.

Maverick SponsorCo est considérée comme une EDDV en raison du niveau de capitaux propres à risque peu élevé à cette date et des droits de vote et des intérêts financiers disproportionnés des actionnaires. La société n'est pas considérée comme le principal bénéficiaire de Maverick SponsorCo puisque les deux actionnaires exercent un contrôle conjoint et que toutes les décisions doivent être prises à l'unanimité. Ainsi, la société comptabilise ses participations dans la coentreprise à la valeur de consolidation.

6. Placements à long terme (suite)**d) Projet éolien Amherst Island**

Jusqu'au 16 avril 2019, APUC détenait une participation de 50 % dans Windlectric Inc. (« Windlectric »), laquelle est propriétaire d'une centrale éolienne de 74,1 MW (« centrale éolienne Amherst Island ») dans la province d'Ontario. La construction a été achevée au deuxième trimestre de 2018.

Le 16 avril 2019, la société a fait l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Windlectric pour un montant de 6 362 \$ (8 500 \$ CA) et a ainsi obtenu le contrôle de l'installation. Puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis vise des équipements éoliens, l'installation n'est pas considérée comme une entreprise. L'acquisition a été traitée comme une acquisition d'actifs, selon laquelle la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans la filiale doit être comptabilisée dans les bilans consolidés à la date de l'acquisition. En outre, cette méthode exige de réévaluer à la juste valeur les relations préexistantes comme le prêt de 316 786 \$ entre les deux parties (note 6 h)) et les placements antérieurs réalisés par étapes. L'évaluation de ces éléments a été faite selon une approche par le résultat.

Le tableau qui suit résume la répartition des actifs acquis et des passifs repris à la date d'acquisition :

Fonds de roulement	14 280 \$
Immobilisations corporelles	311 175
Actif d'impôts reportés	3 479
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	(1 600)
Actifs nets acquis	327 334 \$
Trésorerie	16 751 \$
Actifs nets acquis, déduction faite de la trésorerie	310 583 \$

e) Réseau de distribution en eau de San Antonio

Le 1^{er} mai 2019, APUC a investi 17 000 \$ par voie d'un emprunt garanti dans AWUSA VR Holding LLC (« AWUSA »), filiale en propriété exclusive détenue par Abengoa. S.A. (« Abengoa »). Un montant additionnel de 5 000 \$ doit être payé à une date ultérieure, sous réserve de certaines conditions. L'emprunt est garanti par le placement d'AWUSA dans le projet de canalisation d'eau Vista Ridge (« Vista Ridge »). Vista Ridge est une canalisation d'eau de 140 milles reliant le comté de Burleson, au Texas, à San Antonio, au Texas. Comme APUC a le pouvoir de diriger les activités d'AWUSA et de tirer les avantages économiques qui en découlent, la société consolide AWUSA et sa participation de 20 % dans Vista Ridge. Le placement dans Vista Ridge est comptabilisé à la valeur de consolidation. Les activités commerciales devraient commencer en 2020.

6. Placements à long terme (suite)

f) Investissement dans les entités AAGES

APUC détient une participation de 50 % dans Abengoa-Algonquin Global Energy Solutions B.V. (« AAGES B.V. »), AAGES Development Canada Inc., AAGES Development Spain, S.A et AAGES Sugar Creek LLC (« AAGES Sugar Creek ») (collectivement, les « entités AAGES »), qui établissent, mettent en valeur et construisent des infrastructures d'énergie propre et d'eau potable à vocation mondiale desquelles elle s'attend à recevoir des honoraires d'aménagement pour les projets menés à terme.

La société détient une participation de 100 % dans Sugar Creek Wind One LLC (« Sugar Creek »), qui détient un projet d'aménagement d'une centrale éolienne de 202 MW (« projet éolien Sugar Creek ») dans le comté de Logan, en Illinois. Le 30 septembre 2019, APUC et Abengoa ont créé AAGES Sugar Creek afin de poursuivre l'aménagement et commencer la construction du projet éolien Sugar Creek. Parallèlement, le projet éolien Sugar Creek a été vendu à AAGES Sugar Creek en contrepartie d'un effet à recevoir de 21 107 \$, sous réserve de certains ajustements. Algonquin détient ainsi une participation de 50 % dans le projet par l'intermédiaire d'AAGES Sugar Creek. La société détient une option exerçable en tout temps visant l'acquisition de la participation d'Abengoa dans AAGES Sugar Creek à prix fixe. La société ne contrôle plus le projet et, à la date de l'acquisition, elle a déconsolidé les actifs et les passifs de Sugar Creek. Aucun gain n'a été comptabilisé à la déconsolidation des actifs nets de Sugar Creek. Cependant, un montant de 15 765 \$, ou 11 412 \$ net d'impôt, a été reclassé des AERE au bénéfice en raison de la fin de la comptabilité de couverture sur les contrats dérivés de couverture sur l'énergie mis en place dans les premières phases de l'aménagement de Sugar Creek (note 20 b) ii).

AAGES Development Canada Inc., AAGES Development Spain, S.A et AAGES Sugar Creek sont considérées comme des EDDV étant donné le niveau de capitaux propres à risque et des droits de vote et des intérêts financiers disproportionnés des actionnaires. La société n'est pas considérée comme le principal bénéficiaire de ces entités, les deux partenaires détenant un contrôle conjoint et toutes les décisions devant être prises à l'unanimité. Ainsi, la société comptabilise ses participations dans les coentreprises à la valeur de consolidation. En 2019, APUC et Abengoa ont chacune fourni un apport additionnel de 2 262 \$ au capital des entités AAGES (5 000 \$ au 31 décembre 2018), afin d'en financer les activités courantes jusqu'à ce qu'elles reçoivent des honoraires d'aménagement pour les projets menés à terme. La quote-part de la société des coûts d'aménagement a entraîné une perte liée aux entités comptabilisées à la valeur de consolidation dans les résultats financiers consolidés intermédiaires non audités de la société pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019 respectivement de 782 \$ et 4 228 \$ (2 040 \$ et 2 492 \$ en 2018).

g) Projet de transport d'électricité Wataynikaneyap

Au cours du premier trimestre, APUC a acquis une participation de 9,8 % dans le projet de transport d'électricité Wataynikaneyap, lequel prévoit le développement, la construction et la mise en exploitation d'une ligne de transport de 1 800 km située dans le nord-ouest de l'Ontario.

6. Placements à long terme (suite)

h) Prêts pour des projets d'aménagement

La société a des facilités de prêt et de soutien au crédit confirmées avec certaines de ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation. Au cours de la construction, la société est tenue de fournir des avances au comptant et du soutien au crédit (au moyen de lettres de crédit, d'encaisse entiercée ou de garanties) aux montants nécessaires pour poursuivre l'aménagement et la construction des projets des entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation.

Au 30 septembre 2019, la société avait une facilité de prêt et de soutien au crédit avec Maverick SponsorCo de 127 782 \$ (néant au 31 décembre 2018). Le prêt à Maverick SponsorCo porte intérêt à un taux annuel de 7 % sur l'encours du capital et vient à échéance au dixième anniversaire de la date de début de l'exploitation commerciale. Des frais annuels de 2 % sont imputés à l'égard des montants nominaux des lettres de crédit et des garanties. Au 30 septembre 2019, la société avait fourni le soutien au crédit suivant au nom de Maverick Sponsor Co : des lettres de crédit et des garanties des obligations aux termes de l'entente d'approvisionnement en éoliennes, une garantie des obligations aux termes des ententes pour l'ingénierie, l'approvisionnement et la gestion de la construction et une garantie aux termes de l'entente d'achat d'énergie. Les obligations au titre des garanties sont comptabilisées dans les autres obligations à long terme et, au 30 septembre 2019, étaient évaluées à 2 734 \$ au moyen de flux de trésorerie actualisés pondérés selon la probabilité (niveau 3).

Au 30 septembre 2019, la société affichait des effets à recevoir totaux des entités AAGES de 30 429 \$ (4 940 \$ au 31 décembre 2018). Au 30 septembre 2019, la société avait émis des lettres de crédit et des garanties des obligations en vertu d'un cautionnement d'exécution d'une possibilité d'aménagement, de l'entente d'approvisionnement en éoliennes, du contrat d'acquisition et de vente, de la convention d'interconnexion et des ententes de crédits d'énergie renouvelable. Les obligations au titre des garanties sont comptabilisées dans les autres obligations à long terme et, au 30 septembre 2019, étaient évaluées à 950 \$ au moyen de flux de trésorerie actualisés pondérés selon la probabilité (niveau 3).

Après l'acquisition du contrôle de Windlectric (note 6 d)), les sommes avancées à Windlectric ont été éliminées à la consolidation.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

7. Dette à long terme

La dette à long terme comprend ce qui suit :

Type d'emprunt	Taux d'intérêt nominal moyen pondéré	Échéance	Valeur nominale	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Facilités de crédit renouvelables non garanties de premier rang a)	—	2023-2024	s. o.	452 927 \$	97 000 \$
Facilités de crédit bancaire non garanties de premier rang b)	—	2020	s. o.	135 000	321 807
Papier commercial c)	—	2020	s. o.	203 500	6 000
Emprunts en dollars américains de premier rang					
Effets non garantis de premier rang	4,09 %	2020-2047	1 225 000 \$	1 219 337	1 218 680
Effets non garantis de premier rang relatifs aux services publics	6,0 %	2020-2035	217 000 \$	234 058	240 161
Obligations garanties de premier rang relatives aux services publics	4,75 %	2020-2044	662 500 \$	673 427	676 697
Emprunts en dollars canadiens de premier rang					
Effets non garantis de premier rang e)	4,48 %	2020-2029	950 669 \$ CA	714 557	474 764
Effets garantis de premier rang relatifs aux projets	10,23 %	2020-2027	29 239 \$ CA	22 079	22 915
				3 654 885 \$	3 058 024 \$
Emprunts subordonnés en dollars américains					
Effets non garantis subordonnés d)	6,5 %	2078-2079	637 500 \$	621 329	278 771
				4 276 214 \$	3 336 795 \$
Moins la tranche échéant à moins d'un an				(210 565)	(13 048)
				4 065 649 \$	3 323 747 \$

Un emprunt à long terme effectué par une filiale (effets relatifs à un projet ou obligations relatives à un service public) pour une centrale en exploitation particulière est généralement garanti par la centrale concernée sans autre recours envers la société. Les emprunts à long terme effectués par les filiales, garantis ou non, sont habituellement assortis de clauses restrictives de nature financière qui doivent être respectées chaque trimestre. Le non-respect de ces clauses pourrait restreindre le montant des distributions ou dividendes en espèces versés à la société par les centrales concernées.

Les obligations à court terme de 367 005 \$ qui devraient être refinancées au moyen des facilités de crédit à long terme sont présentées à titre de dette à long terme.

7. Dette à long terme (suite)

Activités de financement récentes :

a) Facilités de crédit renouvelables non garanties de premier rang

Le 12 juillet 2019, la société a conclu une nouvelle facilité de crédit bancaire renouvelable non garantie de premier rang de 500 000 \$ qui vient à échéance le 12 juillet 2024. Le taux d'intérêt correspond au taux des acceptations bancaires ou au LIBOR, majoré d'une marge. La facilité de crédit existante de 165 000 \$ CA a été résiliée.

Après la fin du trimestre, le 24 octobre 2019, la société a conclu une nouvelle facilité de crédit bilatérale non confirmée de 75 000 \$.

b) Facilités de crédit bancaire non garanties de premier rang

Le 23 mai 2019, la société a remboursé la totalité de l'encours de 186 807 \$ de la facilité à terme du siège social. Le 27 juin 2019, le groupe Liberty Utilities a prolongé l'échéance de son emprunt à terme de 135 000 \$ jusqu'au 6 juillet 2020.

c) Papier commercial

Le 1^{er} juillet 2019, le groupe Liberty Utilities a mis sur pied un nouveau programme de papier commercial de 500 000 \$. Ce programme est soutenu par la facilité de crédit bancaire du groupe Liberty Utilities.

d) Effets non garantis subordonnés

Le 23 mai 2019, la société a émis des effets subordonnés non garantis à taux fixe-variable de 6,20 % d'un capital de 350 000 \$ (« effets subordonnés ») venant à échéance le 1^{er} juillet 2079. Parallèlement à ce placement, la société a conclu un swap de devises pour convertir en dollars canadiens le coupon et les remboursements de capital du placement libellés en dollars américains.

À compter du 1^{er} juillet 2024, et chaque trimestre au cours duquel les effets subordonnés seront en circulation par la suite (« date de rajustement du taux d'intérêt ») jusqu'au 1^{er} juillet 2029, le taux d'intérêt des effets subordonnés sera rajusté à un taux correspondant au LIBOR à trois mois majoré de 4,01 %, payable à terme échu. En septembre 2019, la société a conclu un swap de taux d'intérêt différé afin de convertir son taux d'intérêt variable en un taux d'intérêt fixe pour la période du 1^{er} juillet 2024 au 1^{er} juillet 2029 (note 20 b) ii)). À compter du 1^{er} juillet 2029, et chaque date de rajustement du taux d'intérêt jusqu'au 1^{er} juillet 2049, le taux d'intérêt des effets subordonnés sera rajusté à un taux correspondant au LIBOR à trois mois majoré de 4,26 %, payable à terme échu. À compter du 1^{er} juillet 2049, et chaque date de rajustement du taux d'intérêt jusqu'au 1^{er} juillet 2079, le taux d'intérêt des effets subordonnés sera rajusté à un taux correspondant au LIBOR à trois mois majoré de 5,01 %, payable à terme échu.

La société peut, à son gré, décider de reporter les intérêts à payer sur les effets subordonnés à une ou plusieurs reprises jusqu'à cinq années consécutives. Les intérêts ainsi reportés s'accumuleront, composés à chaque date de paiement d'intérêt subséquente, jusqu'au paiement final. En outre, à compter du 1^{er} juillet 2024, la société peut, à son gré, racheter les effets subordonnés, à un prix de rachat équivalant à 100 % du capital, majoré des intérêts courus et impayés.

e) Effets non garantis de premier rang en dollars canadiens

Au cours du premier trimestre, le groupe Liberty Power a émis des effets non garantis de premier rang d'un capital de 300 000 \$ CA portant intérêt à un taux de 4,6 % et venant à échéance le 29 janvier 2029. Les effets ont été vendus au prix de 99,952 \$ CA par tranche de 100,00 \$ CA de capital. Parallèlement au financement, le groupe Liberty Power a remboursé et réglé un swap de taux d'intérêt différé à l'égard d'une obligation d'un montant notionnel de 135 000 \$ CA (note 20 b) ii)).

8. Avantages complémentaires de retraite

Le tableau ci-après présente les éléments qui composent les coûts nets des prestations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités.

	Régimes de retraite			
	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Coût des services rendus	3 226 \$	3 779 \$	9 286 \$	11 006 \$
Coûts non liés au service				
Intérêts débiteurs	6 854	4 356	15 283	12 746
Rendement prévu des actifs des régimes	(5 106)	(6 995)	(15 317)	(21 006)
Amortissement de la perte actuarielle, montant net	872	89	2 616	311
Amortissement des crédits au titre des services passés	(196)	(156)	(586)	(467)
Amortissement au titre de l'actif et du passif réglementaire	2 292	4 535	6 563	9 693
	4 716	1 829	8 559	1 277
Coûts des prestations, montant net	7 942 \$	5 608 \$	17 845 \$	12 283 \$

	Avantages complémentaires de retraite			
	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Coût des services rendus	1 201 \$	1 464 \$	3 603 \$	4 438 \$
Coûts non liés au service				
Intérêts débiteurs	1 809	1 626	5 427	4 877
Rendement prévu des actifs des régimes	(1 650)	(1 849)	(4 951)	(5 546)
Amortissement du gain actuariel, montant net	(238)	(36)	(714)	(113)
Amortissement des crédits au titre des services passés	(52)	(65)	(157)	(196)
Amortissement au titre de l'actif et du passif réglementaire	409	(242)	1 870	1 292
	278	(566)	1 475	314
Coûts des prestations, montant net	1 479 \$	898 \$	5 078 \$	4 752 \$

Les éléments qui composent les coûts des services rendus au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite sont portés aux charges d'exploitation, à même le bénéfice d'exploitation, dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités. Les autres composantes du montant net des coûts des prestations sont réputées constituer des coûts qui ne sont pas liés aux services, de sorte qu'elles sont comptabilisées dans les charges au titre des coûts des prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite non liés au service, après le bénéfice d'exploitation, dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

*(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)***9. Autres obligations à long terme**

Les autres obligations à long terme comprenaient ce qui suit :

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Avances sous forme d'aide à la construction	60 833 \$	63 703 \$
Obligations d'assainissement de l'environnement	59 553	55 621
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	45 731	43 291
Acomptes de clients	30 425	29 974
Crédits d'impôt à l'investissement non amortis	17 992	17 491
Crédits reportés	35 292	42 711
Actions privilégiées de série C	13 613	13 418
Obligations locatives (note 1 c))	9 773	3 436
Divers	40 439	36 274
	313 651	305 919
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(45 293)	(42 337)
	268 358 \$	263 582 \$

10. Capitaux propres

a) Actions ordinaires

Nombre d'actions ordinaires :

	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018
Actions ordinaires au début de la période	488 851 433	431 765 935
Appel public à l'épargne	1 756 799	37 505 274
Régime de réinvestissement des dividendes	4 749 570	4 161 755
Exercice des attributions à base d'actions c)	1 211 448	412 906
Conversion de débentures convertibles	11 883	54 645
Actions ordinaires à la clôture de la période	496 581 133	473 900 515

Le 28 février 2019, APUC a mis en place un programme de placement au cours du marché qui lui permet d'émettre de temps à autre à l'intention du public des actions ordinaires jusqu'à hauteur de 250 000 \$ sur le capital autorisé, à sa discrétion, au prix du marché en vigueur lors de leur émission à la TSX, à la NYSE ou sur tout autre marché existant pour la négociation d'actions ordinaires au Canada ou aux États-Unis. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a émis 1 756 799 actions ordinaires en vertu du programme de placement au cours du marché à un prix moyen de 12,54 \$ par action ordinaire, pour un produit brut de 22 034 \$ (21 704 \$ déduction faite des commissions). D'autres frais connexes, principalement liés à la création du programme de placement au cours du marché, ont totalisé 1 624 \$.

Appel public à l'épargne

En octobre 2019, après la fin du trimestre, APUC a émis 26 252 542 actions ordinaires, à 13,50 \$ l'action, aux termes d'un appel public à l'épargne, pour un produit de 354 409 \$, compte non tenu des frais d'émission de 13 822 \$.

10. Capitaux propres (suite)

b) Actions privilégiées

Les porteurs d'actions privilégiées de série D ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif à taux variable de série E, sous réserve de certaines conditions le 31 mars 2019 et tous les cinq ans par la suite. Le 31 mars 2019, les porteurs d'actions privilégiées de série D n'ont pas converti leurs actions en actions privilégiées de série E. Le dividende pour la période de cinq ans du 31 mars 2019, inclusivement, jusqu'au 31 mars 2024, exclusivement, correspondra à 1,2728 \$ CA. Le dividende sur les actions de série D sera rajusté le 31 mars 2024 puis tous les cinq ans par la suite. Le taux correspondra au taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur majoré de 3,28 %. Les actions privilégiées de série D sont rachetables pour 25 \$ CA l'action au gré de la société le 31 mars 2024 et à cette date tous les cinq ans par la suite.

c) Rémunération à base d'actions

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2019, le conseil a autorisé l'attribution de 1 113 775 options aux dirigeants de la société. Les options ouvrent droit à l'achat d'actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 14,96 \$ CA, soit le prix du marché de l'action ordinaire sous-jacente à la date d'attribution. Les droits se rattachant à un tiers des options seront acquis à chacune des dates suivantes, soit les 31 décembre 2019, 2020 et 2021. Les options peuvent être exercées jusqu'à huit ans après la date d'attribution.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour déterminer la juste valeur des options sur actions attribuées :

	2019
Taux d'intérêt sans risque	1,9 %
Volatilité prévue	20 %
Rendement attendu de l'action	4,3 %
Durée de vie prévue	5,50 ans
Juste valeur moyenne pondérée de l'option à la date d'attribution	1,66 \$ CA

En mars 2019, des dirigeants de la société ont exercé des options visant 2 596 357 actions à un prix d'exercice moyen pondéré de 10,44 \$ CA en échange de 573 975 actions ordinaires émises sur le capital autorisé, et 2 022 382 options ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement du prix d'exercice et des retenues d'impôts relatives à l'exercice des options.

En mars 2019, 366 787 unités d'actions liées au rendement (« UAR ») ont été attribuées à des dirigeants de la société. En juillet 2019, 385 967 UAR ont été accordées à des employés de la société. Les droits se rattachant aux UAR seront acquis le 1^{er} janvier 2022.

Au cours du premier trimestre de 2019, la société a réglé 344 340 UAR en échange de 179 830 actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 164 510 UAR ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des UAR.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, des droits à 125 001 unités d'actions temporairement incessibles liées au report de primes (« UATI ») ont été attribués à des employés de la société. Les droits rattachés aux UATI sont pleinement acquis.

En septembre 2019, les dirigeants de la société ont exercé leurs options visant 1 286 148 actions à un prix d'exercice moyen pondéré de 12,82 \$ CA en échange de 267 313 actions ordinaires émises sur le capital autorisé, et 1 018 835 options ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement du prix d'exercice et des retenues d'impôts relatives à l'exercice des options.

10. Capitaux propres (suite)

c) Rémunération à base d'actions (suite)

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, 61 282 unités d'actions différées (« UAD ») ont été émises par suite des choix exercés par les administrateurs de différer un pourcentage de leurs jetons de présence en les convertissant en UAD.

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, APUC a comptabilisé une charge de rémunération à base d'actions totalisant 2 814 \$ et 7 287 \$ (2 351 \$ et 5 996 \$ en 2018). La charge de rémunération est incluse dans les frais d'administration aux états des résultats consolidés intermédiaires non audités. La tranche de la charge de rémunération à base d'actions capitalisée à titre de coûts de construction est négligeable.

Au 30 septembre 2019, le total des coûts de rémunération non comptabilisés se rapportant aux options et aux UAR dont les droits n'étaient pas acquis s'élevait respectivement à 1 529 \$ et 12 126 \$, et ces montants devraient être comptabilisés sur une période respectivement de 1,92 an et 1,86 an.

11. Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable aux actionnaires d'APUC comprend les soldes suivants, après impôts :

	Écarts de change cumulés	Variation actuarielle de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	Variation actuarielle de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2018	(47 701) \$	55 366 \$	(10 457) \$	(2 792) \$
Ajustement de rattrapage cumulatif lié à l'adoption de l'ASU 2018-02 portant sur les incidences fiscales dans les AERE	—	11 657	(1 032)	10 625
AERE	(27 969)	1 567	2 046	(24 356)
Montants reclassés des AERE dans les états des résultats	—	(4 257)	(86)	(4 343)
AERE de la période, montant net	(27 969)	(2 690)	1 960	(28 699)
AERE attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1 481	—	—	1 481
AERE net de la période considérée attribuables aux actionnaires d'APUC	(26 488)	(2 690)	1 960	(27 218)
Solde au 31 décembre 2018	(74 189) \$	64 333 \$	(9 529) \$	(19 385) \$
Ajustement de rattrapage cumulatif lié à l'adoption de l'ASU 2017-12 portant sur les incidences fiscales dans les AERE (note 2 a))	—	186	—	186
AERE	45	19 137	—	19 182
Montants reclassés des AERE aux états des résultats	—	(11 282)	(230)	(11 512)
AERE de la période, montant net	45 \$	7 855 \$	(230) \$	7 670 \$
AERE attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(1 463)	—	—	(1 463)
AERE de la période considérée attribuable aux actionnaires d'APUC, montant net	(1 418)	7 855	(230)	6 207
Solde au 30 septembre 2019	(75 607) \$	72 374 \$	(9 759) \$	(12 992) \$

Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu à l'égard des variations actuarielles au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont eu une incidence sur les coûts au titre des prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite non liés au service. Les montants reclassés aux couvertures de flux de trésorerie ont une incidence sur les produits tirés des ventes d'énergie à tarifs non réglementés et les intérêts débiteurs, à l'exception d'un montant de 15 765 \$, ou 11 412 \$ déduction faite des impôts, qui a été reclassé des autres éléments du résultat étendu au bénéfice au troisième trimestre en raison de la fin de la relation de couverture sur les contrats dérivés sur l'énergie (note 20 b) ii).

12. Dividendes

Tous les dividendes de la société sont versés au gré du conseil. La société déclare et verse les dividendes sur les actions ordinaires en dollars américains. Les dividendes déclarés au cours de la période ont été comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre			
	2019		2018	
	Dividende	Dividende par action	Dividende	Dividende par action
Actions ordinaires	70 392 \$	0,1410 \$	61 020 \$	0,1282 \$
Actions privilégiées de série A	1 548 \$ CA	0,3226 \$ CA	1 350 \$ CA	0,2813 \$ CA
Actions privilégiées de série D	1 273 \$ CA	0,3182 \$ CA	1 250 \$ CA	0,3125 \$ CA

	Neuf mois clos les 30 septembre			
	2019		2018	
	Dividende	Dividende par action	Dividende	Dividende par action
Actions ordinaires	203 542 \$	0,4102 \$	172 379 \$	0,3729 \$
Actions privilégiées de série A	4 646 \$ CA	0,9678 \$ CA	4 050 \$ CA	0,8439 \$ CA
Actions privilégiées de série D	3 796 \$ CA	0,9489 \$ CA	3 750 \$ CA	0,9375 \$ CA

13. Transactions entre parties liées

Placements comptabilisés à la valeur de consolidation

La société fournit des services d'administration et d'aménagement à ses entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation et les coûts engagés lui sont remboursés. À cet effet, la société a imputé 5 350 \$ et 18 203 \$ (4 952 \$ et 6 888 \$ en 2018) à ses entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation respectivement pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019.

Le 30 septembre 2019, la société a vendu le projet éolien Sugar Creek à AAGES Sugar Creek en contrepartie d'un effet à recevoir de 21 107 \$, sous réserve de certains ajustements. Aucun gain n'a été comptabilisé à la déconsolidation des actifs nets de Sugar Creek. Cependant, un montant de 15 765 \$, ou 11 412 \$ net d'impôt, a été reclassé des AERE au bénéfice en raison de la fin de la comptabilité de couverture sur les contrats dérivés de couverture sur l'énergie mis en place dans les premières phases de l'aménagement de Sugar Creek (note 6 f)).

Au cours de l'exercice, la société a conclu une convention de coopération améliorée avec Atlantica afin, entre autres, de fournir un cadre d'évaluation des transactions mutuellement avantageuses. Pour une période d'un an à compter de la date de la convention, Atlantica détient un droit exclusif de préemption des participations dans certains actifs de Liberty Power.

Participations ne donnant pas le contrôle rachetables détenues par une partie liée

Une participation ne donnant pas le contrôle rachetable détenue par une partie liée représente une action privilégiée dans une filiale consolidée de la société acquise par AAGES B.V. en 2018. Aucun rachat n'était considéré comme probable au 30 septembre 2019. Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a acquis une participation ne donnant pas le contrôle attribuable à AAGES B.V. pour une contrepartie de respectivement 7 009 \$ et 20 923 \$ (néant et néant en 2018) et comptabilisé des distributions respectivement de 3 815 \$ et 14 682 \$ (néant et néant en 2018).

13. Transactions entre parties liées (suite)

Participations ne donnant pas le contrôle détenues par une partie liée

Une participation ne donnant pas le contrôle détenue par une partie liée correspond à une participation dans une filiale consolidée de la société acquise par AYES Canada en mai 2019 (note 6 b)). La société a acquis une participation ne donnant pas le contrôle de néant et néant (calculée selon la méthode comptable de la LHVC (néant et néant en 2018) et a comptabilisé des distributions de 2 715 \$ et 20 517 \$ (néant et néant en 2018) au cours des trois mois et des neuf mois, respectivement, clos le 30 septembre 2019.

Centrale hydroélectrique Long Sault

Le 31 décembre 2013, APUC a acquis les actions d'Algonquin Power Corporation Inc. (« APC »), laquelle était partiellement détenue par des hauts dirigeants. APC détient une participation dans la centrale hydroélectrique Long Sault de 18 MW. L'ajustement de prix définitif de cette transaction est toujours en cours.

Les transactions entre parties liées susmentionnées ont été comptabilisées à la valeur d'échange convenue par les parties aux transactions.

14. Participations ne donnant pas le contrôle

Pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018, la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est détaillée comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
LHVC et autres ajustements attribuables aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle — parts de société en commandite	(9 674) \$	(3 849) \$	(42 009) \$	(90 194) \$
Participations ne donnant pas le contrôle — parts de société en commandite rachetables	(2 267)	(1 681)	(6 912)	(6 696)
Autre bénéfice net attribuable aux :				
participations ne donnant pas le contrôle	564	299	1 855	1 425
	(11 377) \$	(5 231) \$	(47 066) \$	(95 465) \$
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables détenues par des parties liées	7 009	—	20 923	—
Incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle	(4 368) \$	(5 231) \$	(26 143) \$	(95 465) \$

Les investisseurs détenant des participations de catégorie A ne donnant pas le contrôle dans les centrales éoliennes et solaires américaines de la société ont droit à une part des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie conformément aux ententes contractuelles. La part des bénéfices attribuable aux détenteurs d'une participation ne donnant pas le contrôle de ces filiales est calculée à l'aide de la LHVC. Il a été tenu compte du taux d'imposition fédéral américain des sociétés, réduit à 21 %, de même que de certaines autres mesures comprises dans la loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* en vigueur le 1^{er} janvier 2018, dans le calcul selon la méthode comptable de la LHVC en 2018. Les modifications ont donné lieu au devancement de la comptabilisation du bénéfice au titre de la LHVC d'exercices ultérieurs d'un montant de 55 900 \$ au premier trimestre de 2018.

15. Impôts

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019, le taux d'impôt de la société a varié du taux prévu par la loi de 26,5 % en raison essentiellement de l'incidence fiscale favorable du bénéfice lié à son placement dans Atlantica et de l'incidence des écarts de taux d'impôt effectifs sur les transactions dans des pays étrangers.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le taux d'imposition de la société a varié du taux d'imposition statutaire de 26,5 %, en raison principalement de la comptabilisation immédiate de la perte de juste valeur liée à Atlantica, pour laquelle aucune incidence fiscale n'a été comptabilisée, et de l'incidence fiscale du devancement de la comptabilisation du bénéfice au titre de la LHVC découlant de la réforme fiscale.

16. Bénéfice net, de base et dilué, par action

Le bénéfice net de base et le bénéfice net dilué par action ont été calculés en fonction du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société et du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et d'unités d'actions temporairement incessibles liées au report de primes en cours. Le bénéfice net dilué par action est calculé à l'aide du nombre moyen pondéré de base des actions ordinaires ajusté pour tenir compte des actions pouvant être émises à la conversion des débentures convertibles, des UAR, des UATI et UAD en cours au cours de la période, des actions ordinaires supplémentaires découlant de l'application de la méthode du rachat d'actions sur les options sur actions en cours et des actions additionnelles émises après la clôture du trimestre en vertu du régime de réinvestissement des dividendes.

Le tableau qui suit présente le rapprochement du bénéfice net et du nombre d'actions moyen pondéré utilisé pour calculer le bénéfice de base et le bénéfice dilué par action :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires d'APUC	115 754 \$	57 930 \$	358 785 \$	140 990 \$
Dividende sur les actions privilégiées de série A	1 173	1 033	3 496	3 146
Dividende sur les actions privilégiées de série D	964	956	2 856	2 913
Bénéfice net des activités poursuivies, de base et dilué, attribuable aux actionnaires ordinaires d'APUC	113 617 \$	55 941 \$	352 433 \$	134 931 \$
Nombre moyen pondéré d'actions				
De base	495 912 305	473 774 957	493 192 919	456 551 230
Effet des titres dilutifs	5 144 344	4 450 388	4 798 345	4 147 770
Dilué	501 056 649	478 225 345	497 991 264	460 699 000

Les actions pouvant éventuellement être émises pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, en raison des options sur actions respectivement de néant et de 1 113 775 options sur actions (3 380 184 et 3 057 918 options sur actions en 2018), sont exclues de ce calcul, étant donné que leur effet est antidilutif.

17. Information sectorielle

La société est gérée en fonction de deux unités d'exploitation nord-américaines principales, soit le groupe Liberty Utilities et le groupe Liberty Power. Ces deux unités d'exploitation sont les deux secteurs de la société.

Le groupe Liberty Utilities, l'unité d'exploitation des activités à tarifs réglementés de la société, possède et exploite un portefeuille de réseaux de services publics de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de collecte des eaux usées à tarifs réglementés, en plus d'être responsable des activités de transport, aux États-Unis et au Canada; le groupe Liberty Power, l'unité d'exploitation des activités à tarifs non réglementés de la société, possède et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production d'électricité thermique à tarifs non réglementés en Amérique du Nord et à l'échelle internationale.

Pour évaluer le rendement des divisions, la société répartit la partie réalisée du gain ou de la perte sur les instruments financiers entre les divisions concernées. La quote-part du résultat du réseau de distribution d'eau de San Antonio et du projet de transport d'électricité Wataynikaneyap comptabilisé à la valeur de consolidation (note 6) est incluse dans les activités d'exploitation du groupe Liberty Utilities. Les revenus de dividendes versés par Atlantica et AYES Canada ainsi que la quote-part du résultat des entités d'AAGES comptabilisé à la valeur de consolidation (note 6) sont pris en compte dans les activités du groupe Liberty Power. La variation de valeur des placements dans Atlantica comptabilisé à la juste valeur et la partie latente du gain ou de la perte sur les instruments dérivés non désignés comme élément constitutif d'une relation de couverture ne sont pas incluses dans l'évaluation du rendement des divisions par la direction et sont donc présentées dans les résultats du siège social.

Les résultats d'exploitation et les actifs de ces secteurs sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

Trois mois clos le 30 septembre 2019

	Groupe Liberty Utilities	Groupe Liberty Power	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	310 106 \$	55 460 \$	— \$	365 566 \$
Achats de combustible, d'électricité et d'eau	81 670	3 531	—	85 201
Produits, montant net	228 436	51 929	—	280 365
Charges d'exploitation	96 562	19 686	—	116 248
Frais d'administration	7 038	7 543	348	14 929
Amortissement	47 100	18 435	247	65 782
Gain de change	—	—	(859)	(859)
Bénéfice d'exploitation	77 736	6 265	264	84 265
Intérêts débiteurs	23 713	14 486	7 469	45 668
Variation de la valeur du placement comptabilisé à la juste valeur	—	—	(64 394)	(64 394)
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits	(2 041)	(23 253)	(367)	(25 661)
Autres	7 831	(15 302)	2 769	(4 702)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	48 233 \$	30 334 \$	54 787 \$	133 354 \$
Dépenses en immobilisations	130 619 \$	59 628 \$	— \$	190 247 \$

¹ Les produits comprennent un montant de 2 071 \$ qui se rapporte à des gains sur contrats dérivés sur l'énergie pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

² Les produits du groupe Liberty Utilities comprennent un montant de 3 805 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 et qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

*(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)***17. Information sectorielle (suite)**

	Trois mois clos le 30 septembre 2018			
	Groupe Liberty Utilities	Groupe Liberty Power	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	311 269 \$	54 976 \$	— \$	366 245 \$
Achats de combustible, d'électricité et d'eau	80 052	7 247	—	87 299
Produits, montant net	231 217	47 729	—	278 946
Charges d'exploitation	98 467	20 338	—	118 805
Frais d'administration	10 239	1 253	50	11 542
Amortissement	46 703	16 544	248	63 495
Perte de change	—	—	274	274
Bénéfice (perte) d'exploitation	75 808	9 594	(572)	84 830
Intérêts débiteurs	24 336	12 975	594	37 905
Variation de la valeur du placement comptabilisé à la juste valeur	—	—	(10 022)	(10 022)
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres pertes (produits)	(1 343)	(11 563)	1 478	(11 428)
Autres	1 985	2 032	925	4 942
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	50 830 \$	6 150 \$	6 453 \$	63 433 \$
Dépenses en immobilisations	94 001 \$	7 253 \$	— \$	101 254 \$

¹ Les produits comprennent un montant de 2 479 \$ qui se rapporte à des gains sur contrats dérivés sur l'énergie pour les trois mois clos le 30 septembre 2018 qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

² Les produits du groupe Liberty Utilities comprennent un montant de 3 956 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les trois mois clos le 30 septembre 2018 et qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

*(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)***17. Information sectorielle (suite)**

	Neuf mois clos le 30 septembre 2019			
	Groupe Liberty Utilities	Groupe Liberty Power	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	1 002 737 \$	183 632 \$	— \$	1 186 369 \$
Achats de combustible d'électricité et d'eau	305 745	13 110	—	318 855
Produits, montant net	696 992	170 522	—	867 514
Charges d'exploitation	300 558	55 990	—	356 548
Frais d'administration	19 017	22 432	122	41 571
Amortissement	142 551	63 356	735	206 642
Perte de change	—	—	75	75
Bénéfice (perte) d'exploitation	234 866	28 744	(932)	262 678
Intérêts débiteurs	74 862	46 930	12 337	134 129
Variation de la valeur du placement comptabilisé à la juste valeur	—	—	(179 970)	(179 970)
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits	(5 152)	(83 800)	(1 267)	(90 219)
Autres	18 587	(15 229)	5 134	8 492
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	146 569 \$	80 843 \$	162 834 \$	390 246 \$
Dépenses en immobilisations	332 792 \$	70 505 \$	— \$	403 297 \$
Immobilisations corporelles	4 407 476 \$	2 450 491 \$	31 996 \$	6 889 963 \$
Placements comptabilisés à la juste valeur	—	1 161 229	—	1 161 229
Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation	28 848	26 381	268	55 497
Total de l'actif	6 485 886 \$	4 020 664 \$	112 340 \$	10 618 890 \$

¹ Les produits comprennent un montant de 13 711 \$ se rapportant à des gains sur opérations de couverture pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 et qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

² Les produits du groupe Liberty Utilities comprennent un montant de 244 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 et qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

17. Information sectorielle (suite)

Neuf mois clos le 30 septembre 2018				
	Groupe Liberty Power	Groupe Liberty Utilities	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	1 044 857 \$	181 745 \$	— \$	1 226 602 \$
Achats de combustible et d'électricité	332 480	20 701	—	353 181
Produits, montant net	712 377	161 044	—	873 421
Charges d'exploitation	302 455	57 734	—	360 189
Frais d'administration	28 296	8 998	395	37 689
Amortissement	136 187	59 977	761	196 925
Gain de change	—	—	(797)	(797)
Bénéfice (perte) d'exploitation	245 439	34 335	(359)	279 415
Intérêts débiteurs	74 307	35 842	1 685	111 834
Variation de la valeur du placement comptabilisé à la juste valeur	—	—	91 949	91 949
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, et autres produits	(4 103)	(29 239)	361	(32 981)
Autres	911	1 992	9 569	12 472
Bénéfice (perte) avant les impôts sur les bénéfices	174 324 \$	25 740 \$	(103 923) \$	96 141 \$
Dépenses en immobilisations	262 734 \$	79 790 \$	— \$	342 524 \$
31 décembre 2018				
Immobilisations corporelles	4 210 115 \$	2 152 420 \$	31 023 \$	6 393 558 \$
Placement comptabilisé à la juste valeur	—	814 530	—	814 530
Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation	959	29 273	260	30 492
Total de l'actif	6 012 641 \$	3 269 786 \$	106 541 \$	9 388 968 \$

¹ Les produits comprennent un montant de 10 787 \$ qui se rapporte à des gains sur contrats dérivés sur l'énergie pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

² Les produits du groupe Liberty Utilities comprennent un montant de 9 341 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 et qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

APUC exerce ses activités dans le secteur indépendant des services publics et de l'électricité au Canada et aux États-Unis. Les informations financières par secteur géographique s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits				
Canada	20 104 \$	15 005 \$	60 268 \$	51 909 \$
États-Unis	345 462	351 240	1 126 101	1 174 693
	365 566 \$	366 245 \$	1 186 369 \$	1 226 602 \$

Les produits sont attribués aux deux pays selon l'emplacement des installations.

18. Engagements et éventualités

a) Éventualités

APUC et ses filiales sont parties à divers litiges et à des réclamations dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire l'issue de ces enjeux avec certitude, la direction ne considère pas que l'exposition d'APUC à de tels litiges puisse avoir une incidence importante sur les présents états financiers. Toutes les sommes à payer relativement à ces éléments sont comptabilisées dans les états financiers consolidés au moment où il est conclu qu'une perte financière est probable et qu'il est possible d'estimer le montant du passif connexe.

Réclamation par Gaia Power Inc.

Le 30 octobre 2018, Gaia Power Inc. (« Gaia ») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario contre APUC et certaines de ses filiales, réclamant des dommages d'au moins 345 000 \$ CA et des dommages-intérêts punitifs d'une somme de 25 000 \$ CA. Cette action résulte de la vente par Gaia en 2010 d'une participation dans certains projets de parcs éoliens envisagés au Canada à une filiale d'APUC. En vertu d'une convention de redevance conclue en 2010, Gaia a le droit d'obtenir le versement de redevances si les projets sont aménagés et atteignent certaines cibles convenues. Il est encore trop tôt pour juger de la probabilité de succès de cette action, mais APUC entend se défendre vigoureusement.

Procédures d'expropriation

Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp. fait l'objet d'une procédure d'expropriation par la ville de Apple Valley. Un tribunal évaluera la nécessité de la prise de possession par Apple Valley et, si cette nécessité est établie, un jury déterminera la juste valeur de marché des actifs visés. Il est prévu que le règlement des procédures d'expropriation nécessitera deux ou trois ans. Toute prise de possession par une entité publique nécessite légalement le versement d'une compensation équitable; toutefois, rien ne garantit que la somme reçue sera suffisante pour recouvrer la valeur comptable nette des actifs de services publics expropriés de la société.

b) Engagements

En plus des engagements liés aux acquisitions envisagées et aux projets d'aménagement présentés aux notes 3 et 6, les engagements importants étaient les suivants au 30 septembre 2019.

APUC a en cours des engagements d'achat d'électricité, des contrats de livraison de gaz naturel et de service et d'approvisionnement en gaz naturel, des ententes de services, de même que des engagements à l'égard de projets d'immobilisations et de contrats de servitude.

Le tableau qui suit présente les engagements futurs estimatifs aux termes de ces arrangements :

	Exercice 1	Exercice 2	Exercice 3	Exercice 4	Exercice 5	Par la suite	Total
Achats d'électricité i)	23 698 \$	11 059 \$	11 281 \$	11 509 \$	11 738 \$	182 400 \$	251 685 \$
Contrats de livraison de gaz naturel et d'approvisionnement en gaz naturel ii)	67 414	37 188	28 933	27 414	21 518	41 849	224 316
Contrats de service	48 106	40 200	40 265	44 409	46 226	303 817	523 023
Projets d'immobilisations	294 701	116 851	—	—	—	—	411 552
Contrats de servitude (note 1 c))	6 513	6 625	6 695	6 780	6 867	201 708	235 188
Total	440 432 \$	211 923 \$	87 174 \$	90 112 \$	86 349 \$	729 774 \$	1 645 764 \$

18. Engagements et éventualités (suite)

- b) Engagements (suite)
- i) Achats d'électricité : Les installations de distribution d'électricité d'APUC ont conclu des contrats d'achat de quantités physiques d'électricité afin de respecter les exigences de charge. Les montants engagés inclus dans le tableau ci-dessus étaient basés sur les prix du marché au 30 septembre 2019. Cependant, l'incidence des ajustements du coût unitaire de l'électricité achetée est atténuée par un mécanisme d'ajustement des tarifs de l'électricité achetée.
- ii) Contrats de service et d'approvisionnement en gaz naturel : Les installations de distribution de gaz naturel et les centrales thermiques d'APUC ont conclu des contrats d'achat de quantités physiques de gaz naturel afin de respecter les exigences de charge et de production d'électricité.

19. Éléments hors trésorerie liés à l'exploitation

La variation des éléments hors trésorerie liés à l'exploitation se détaille comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Débiteurs	19 317 \$	(12 296) \$	31 038 \$	17 488 \$
Gaz naturel et combustible stockés	(3 404)	(9 348)	6 657	(13)
Stocks de fournitures et de matières consommables	(1 144)	(1 993)	(6 065)	(7 337)
Impôts sur les bénéfices à recouvrer	(11 072)	(3 064)	(4 271)	(5 138)
Charges payées d'avance	(3 086)	(1 609)	(8 554)	2 425
Créditeurs	(13 153)	7 608	(23 261)	(42 870)
Charges à payer	77 898	32 888	22 187	3 538
Passif d'impôts exigible	15 108	3 779	15 802	6 568
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et obligations environnementales	(746)	(1 497)	(2 168)	(7 222)
Actifs et passifs réglementaires, montant net	(8 954)	(9 849)	(830)	(2 811)
	70 764 \$	4 619 \$	30 535 \$	(35 372) \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers

a) Juste valeur des instruments financiers

30 septembre 2019	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Placements à long terme					
comptabilisés à la juste valeur	1 161 229 \$	1 161 229 \$	—	1 079 814 \$	81 415 \$
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir et autres	160 390 \$	163 424 \$	—	163 424 \$	— \$
Instruments dérivés ¹ :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	82 314	82 314	—	—	82 314
Contrats sur marchandises liés aux activités à tarifs réglementés	28	28	—	28	—
Contrat de change à terme non désigné comme couverture	32	32	—	32	—
Swap de devises désigné comme couverture d'un placement net	1 095	1 095	—	1 095	—
Total des instruments dérivés	83 469	83 469	—	1 155	82 314
Total des actifs financiers	1 405 088 \$	1 408 122 \$	—	1 244 393 \$	163 729 \$
Dette à long terme	4 276 214 \$	4 636 910 \$	1 466 540 \$	3 170 371 \$	— \$
Déventures convertibles	393	707	707	—	—
Actions privilégiées de série C	13 613	14 549	—	14 549	—
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	276	276	—	—	276
Swap de devises désigné comme couverture d'un placement net	88 661	88 661	—	88 661	—
Contrats sur marchandises liés aux activités à tarifs réglementés	2 665	2 665	—	2 665	—
Total des instruments dérivés	91 602	91 602	—	91 326	276
Total des passifs financiers	4 381 822 \$	4 743 768 \$	1 467 247 \$	3 276 246 \$	276 \$

¹ Un solde de 79 \$ associé à certains dérivés climatiques a été exclu, ces dérivés étant comptabilisés en fonction de leur valeur intrinsèque et non de leur juste valeur.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)

a) Juste valeur des instruments financiers (suite)

31 décembre 2018	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Placement à long terme comptabilisé à la juste valeur	814 530 \$	814 530 \$	814 530 \$	— \$	— \$
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir et autres	103 696 \$	110 019 \$	— \$	110 019 \$	— \$
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	61 838	61 838	—	—	61 838
Contrats de charge à terme non désignés comme couverture de flux de trésorerie	869	869	—	869	—
Contrats sur marchandises liés aux activités à tarifs réglementés	101	101	—	101	—
Total des instruments dérivés	62 808	62 808	—	970	61 838
Total des actifs financiers	981 034 \$	987 357 \$	814 530 \$	110 989 \$	61 838 \$
Dette à long terme	3 336 795 \$	3 356 773 \$	768 400 \$	2 588 373 \$	— \$
Débiteures convertibles	470	639	639	—	—
Actions privilégiées de série C	13 418	13 703	—	13 703	—
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	57	57	—	—	57
Swap de devises désigné comme couverture d'un placement net	93 198	93 198	—	93 198	—
Swaps de taux d'intérêt désignés comme couverture	8 473	8 473	—	8 473	—
Contrats sur marchandises liés aux activités à tarifs réglementés	1 114	1 114	—	1 114	—
Total des instruments dérivés	102 842	102 842	—	102 785	57
Total des passifs financiers	3 453 525 \$	3 473 957 \$	769 039 \$	2 704 861 \$	57 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)

a) Juste valeur des instruments financiers (suite)

La société a établi que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers à court terme se rapprochait de la juste valeur aux 30 septembre 2019 et 2018, en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La juste valeur des prêts pour des projets d'aménagement à recevoir et autres (niveau 2) a été calculée au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés, selon les taux courants estimatifs du marché pour des instruments semblables, ajustés pour tenir compte du risque de crédit estimatif déterminé par la direction.

La juste valeur de l'investissement dans Atlantica (niveau 2) est calculée au cours de clôture à la Bourse NASDAQ, ajusté pour tenir compte de l'incidence du règlement prévu aux termes de l'entente d'acquisition par un paiement anticipé de 53 750 \$ (note 6 a)).

La juste valeur de niveau 1 de la dette à long terme de la société est établie selon le cours de clôture à la Bourse de New York et le cours de clôture du marché hors cote canadien. La juste valeur de la dette à long terme de niveau 2 portant intérêt à taux fixe et des actions privilégiées de série C de la société a été établie au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés et des taux d'intérêt en vigueur. La juste valeur de niveau 2 des débtentures convertibles a été établie à leur valeur nominale ou, s'il est supérieur, selon le cours des actions ordinaires d'APUC, en supposant leur conversion.

Les instruments dérivés de la société classés au niveau 2 pour les évaluations de la juste valeur se composent essentiellement de swaps, d'options, de droits et de contrats à terme avec livraison physique pour lesquels les données de marché relatives au prix sont observables. Les données de prix de niveau 2 sont tirées de différents indices boursiers et sont actualisées à l'aide des courbes de taux d'intérêt qui sont observables sur un marché coté.

Les instruments de niveau 3 de la société se composent de contrats de vente d'énergie visant l'électricité et de la juste valeur des placements de la société dans AYES Canada. Les données non observables importantes utilisées pour évaluer la juste valeur des contrats sur l'énergie se composent des cours du marché à terme développés en interne qui se situaient entre 12,48 \$ et 178,32 \$, soit un cours moyen pondéré de 22,97 \$ au 30 septembre 2019. Les cours du marché à terme moyens pondérés sont développés selon la quantité attendue d'énergie vendue par mois et le cours à terme attendu pour le même mois. Les variations de la juste valeur des contrats sur l'énergie sont présentées en détail aux notes 20 b) ii) et 20 b) iv). Les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur du placement de la société dans AYES Canada sont les données relatives aux flux de trésorerie prévus et aux taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie et variant entre 9,1 % et 9,6 %, et dont la moyenne pondérée était de 9,51 % au 30 septembre 2019. Toute diminution (augmentation) importante des flux de trésorerie prévus ou toute augmentation (diminution) du taux d'actualisation pris séparément se traduirait par une évaluation de la juste valeur considérablement plus faible (élevée).

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)**b) Instruments dérivés**

Les instruments dérivés sont comptabilisés au bilan consolidé intermédiaire non audité à titre d'actifs ou de passifs et sont évalués à leur juste valeur chaque date de clôture.

i) Dérivés sur marchandises — comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La société a recours à des instruments financiers dérivés pour atténuer l'incidence des variations des flux de trésorerie associées au prix d'achat d'une partie de ses achats futurs de gaz naturel relatifs à ses territoires de services d'électricité et de gaz naturel à tarifs réglementés. Sa stratégie consiste à réduire au minimum les fluctuations des prix du gaz naturel vendu aux consommateurs de gaz naturel à tarifs réglementés.

Le tableau ci-après présente les volumes de marchandises, en décathermes, associés aux contrats dérivés susmentionnés :

	2019
Contrats financiers : Swaps	3 717 902
Options	225 000
Contrats à terme	3 500 000
	7 442 902

La comptabilisation de ces instruments dérivés est assujettie aux normes comptables concernant les entités à tarifs réglementés. La juste valeur de ces instruments dérivés est donc inscrite à titre d'actif ou de passif à court terme ou à long terme, et des écritures de compensation sont inscrites dans les actifs ou passifs réglementaires des bilans consolidés intermédiaires non audités. Les gains et les pertes sur le règlement de ces contrats sont inclus pour la plupart dans le calcul des ajustements des coûts liés aux marchandises et au carburant (note 5). Par conséquent, les variations de la juste valeur de ces contrats dérivés sur le gaz naturel et l'ajustement compensatoire aux actifs et passifs réglementaires n'ont eu aucune incidence sur les résultats.

Le tableau ci-après présente l'incidence des variations de la juste valeur des contrats dérivés sur le gaz naturel de la société sur les bilans consolidés intermédiaires non audités :

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actifs réglementaires :		
Swaps	4 \$	66 \$
Options	54	—
Contrats à terme	2 069 \$	— \$
Passifs réglementaires :		
Swaps	1 087 \$	218 \$
Options	—	134
Contrats à terme	— \$	1 259 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

ii) Couvertures de flux de trésorerie

Pour réduire le risque de prix relatif aux ventes futures prévues de la production d'électricité des centrales éoliennes Sandy Ridge, Senate et Minonk, la société a conclu les contrats dérivés à long terme sur l'énergie suivants :

Quantité notionnelle (MWh)	Échéance	Prix moyens obtenus (le MWh)	Prix variable à payer (le MWh)
789 104	Décembre 2028	35,65	PJM Western HUB
2 592 592	Décembre 2024	27,44	NI HUB
2 764 509	Décembre 2027	36,46	ERCOT North HUB

En janvier 2019, la société a conclu un contrat dérivé à long terme sur l'énergie afin de réduire le risque de prix relatif aux ventes futures prévues de la production d'électricité à Sugar Creek. Le 30 septembre 2019, la société a vendu le contrat dérivé ainsi que sa participation de 100 % dans Sugar Creek à AAGES Sugar Creek (note 6 f)). La novation et le transfert du contrat dérivé sont sujets à l'approbation de la contrepartie qui devrait être obtenue au quatrième trimestre de 2019. Par conséquent, la relation de couverture des contrats dérivés sur l'énergie de Sugar Creek a pris fin. Un montant de 15 765 \$ aux autres éléments du résultat étendu et les impôts connexes ont été reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice (note 20 b) iv)).

La société était partie à un swap de taux d'intérêt différé de 10 ans commençant le 25 juillet 2018 afin de réduire le risque de taux d'intérêt lié à l'émission probable, à cette date, d'une obligation à 10 ans de 135 000 \$ CA. En 2018, la société a modifié les modalités du swap différé de taux d'intérêt et reporté sa date de début au 29 mars 2019. Au cours du premier trimestre, la société a réglé le swap de taux d'intérêt différé par suite de l'émission d'effets non garantis de premier rang à 10 ans de 300 000 \$ CA portant intérêt au taux de 4,60 % (note 7 b)).

Le 23 mai 2019, la société a conclu un swap de devises, dont les dates coïncident avec celles des effets non garantis subordonnés (note 7 d)), afin de convertir en dollars canadiens les placements libellés s'élevant à 350 000 dollars américains. La variation de la valeur comptable des effets attribuable aux fluctuations des cours au comptant est comptabilisée dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités de chaque période à titre de perte (gain) de change. La société a désigné la totalité du notionnel du swap de devises et de taux d'intérêt fixe comme une couverture de l'exposition au risque de change lié aux flux de trésorerie découlant des remboursements des intérêts et du capital des effets. Le gain ou la perte lié aux variations de juste valeur du swap est comptabilisé initialement dans les autres éléments du résultat étendu et une tranche de cette variation est par la suite reclassée des autres éléments du résultat étendu dans les résultats à chaque date de présentation de l'information pour contrebalancer le gain ou la perte découlant de la transaction en monnaie étrangère visant les effets.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

ii) Couvertures de flux de trésorerie (suite)

Le 6 juin 2019, la société a conclu un contrat de change à terme de 55 800 \$ visant à réduire le risque de change lié aux variations des flux de trésorerie en équivalent de la monnaie fonctionnelle sur un prêt intersociété libellé en monnaie étrangère de 111 618 \$. La réévaluation du prêt à chaque période est comptabilisée aux autres éléments du résultat étendu puisqu'il représente un investissement à long terme dans une filiale à l'étranger et que le gain ou la perte sur les variations de la juste valeur du contrat de change à terme est également présenté dans les autres éléments du résultat étendu. Au cours du trimestre, le prêt intersociété a été remboursé et le contrat de change à terme a été réglé, entraînant un gain réalisé de 227 \$ présenté dans les autres éléments du résultat étendu.

En septembre 2019, la société a conclu des swaps de taux d'intérêt afin de réduire le risque de taux d'intérêt lié aux paiements trimestriels d'intérêt entre le 1^{er} juillet 2024 et le 1^{er} juillet 2029 sur les effets subordonnés non garantis (note 7 d)). La société a désigné la totalité du notionnel des trois swaps de taux d'intérêt où la société paie un taux variable et reçoit un taux fixe à titre de couverture des paiements de taux d'intérêt variable trimestriels à venir associés aux effets subordonnés non garantis.

Le tableau suivant résume les autres éléments du résultat étendu attribuables aux instruments financiers dérivés désignés comme couvertures des flux de trésorerie, déduction faite des impôts :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Partie efficace de la couverture des flux de trésorerie	9 050 \$	2 198 \$	19 137 \$	5 962 \$
Amortissement de la couverture des flux de trésorerie	(8)	(9)	(24)	(25)
Montant reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu	(14 817)	(178)	(11 258)	(3 123)
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux actionnaires d'APUC	(5 775) \$	2 011 \$	7 855 \$	2 814 \$

La société s'attend à ce que des couvertures de flux de trésorerie de 7 594 \$ et de 2 191 \$, actuellement classées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, soient reclassées, déduction faite des impôts, respectivement dans les ventes d'énergie à tarifs non réglementés et les intérêts débiteurs au cours des douze prochains mois lorsque les couvertures sous-jacentes seront réglées.

iii) Couverture de change d'un placement net dans un établissement à l'étranger

La société est exposée aux fluctuations du change en raison de ses activités au Canada. APUC gère ce risque principalement au moyen de couvertures naturelles en utilisant la dette à long terme canadienne pour financer ses activités au Canada et une combinaison de contrats de change à terme et d'achats au comptant. APUC ne conclut des contrats de change à terme qu'avec de grandes institutions financières nord-américaines dont la note de crédit est d'au moins A, ce qui réduit le risque de crédit lié aux contrats à terme.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

21. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

iii) Couverture de change d'un placement net dans un établissement à l'étranger (suite)

La société a déterminé que la monnaie fonctionnelle de ses établissements au Canada était le dollar canadien et qu'elle courait un risque de change à l'égard de ses transactions conclues en dollars américains. La société désigne les montants empruntés aux termes de ses facilités de crédit renouvelables et de crédit bancaire libellées en dollars américains comme une couverture de l'exposition au risque de change découlant de son placement net dans ses participations et ses filiales aux États-Unis. Le gain ou la perte de change connexe découlant de la transaction en monnaie étrangère qui est désigné comme couverture de placement net dans un établissement à l'étranger est présenté de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les autres éléments du résultat étendu). Une perte de change de 6 891 \$ et un gain de change de 17 116 \$ pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (perte de 11 568 \$ et de perte 151 \$ en 2018) ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Parallèlement aux placements de débentures de 150 000 \$ CA, de 200 000 \$ CA et de 300 000 \$ CA faits respectivement en décembre 2012, en janvier 2014 et en janvier 2017, la société a conclu des swaps de devises, coïncidant avec la durée des débentures, pour convertir efficacement en dollars américains le placement libellé en dollars canadiens. La société a désigné la totalité du notionnel du swap de devises et de taux d'intérêt fixe-fixe et les montants à court terme à payer en dollars américains découlant des ajustements mensuels du règlement de swap comme une couverture de l'exposition au risque de change de son placement net dans les activités américaines du groupe Liberty Power. Le gain ou la perte découlant des variations de la juste valeur du swap et les gains ou les pertes de change connexes sur les montants à payer en dollars américains qui sont désignés, et qui sont efficaces, comme couvertures du placement net dans un établissement à l'étranger sont présentés de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les autres éléments du résultat étendu). Une perte de 13 029 \$ et un gain de 7 176 \$ pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (gain de 9 862 \$ et perte de 8 079 \$ en 2018) ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

iv) Autres dérivés

La société répond aux besoins en énergie de divers clients aux termes de contrats à taux fixes. La centrale hydroélectrique Tinker devrait fournir une partie de l'énergie nécessaire pour répondre aux besoins de ces clients; cependant, APUC prévoit devoir acheter une partie de l'énergie nécessaire aux tarifs au comptant d'ISO-NE pour compléter son offre d'énergie.

Pour atténuer ce risque, APUC a recours à des contrats d'achat à terme d'énergie, lesquels sont classés comme des instruments dérivés. APUC a conclu des contrats de dérivés sur l'électricité qui consistent en des swaps à taux fixe-variable à règlement net selon lesquels APUC verse un prix fixe et reçoit le prix variable ou indexé sur une quantité notionnelle d'énergie sur la durée résiduelle du contrat à un tarif moyen, comme indiqué dans le tableau ci-après. Ces contrats ne sont pas comptabilisés en tant qu'instruments de couverture et, par conséquent, les variations de la juste valeur sont portées en résultat à mesure qu'elles se produisent.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)

(b) Instruments dérivés (suite)

(iv) Autres dérivés (suite)

La société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt en ce qui a trait à certaines de ses obligations sur sa dette à taux variable, y compris les titres d'emprunt relatifs à certains projets et ses facilités de crédit renouvelables, ses swaps de taux d'intérêt ainsi que les intérêts réalisés sur les fonds en caisse.

La société est exposée aux variations des taux de change en ce qui a trait à la tranche de son dividende déclaré et payable en dollars américains. Pour atténuer ce risque, APUC a recours à des contrats de change à terme. Ces contrats de change à terme n'étaient pas comptabilisés en tant qu'instruments de couverture.

Pour ce qui est des dérivés non désignés comme couvertures, les variations de la juste valeur sont immédiatement comptabilisées en résultat.

Le tableau suivant présente l'incidence sur les états des résultats consolidés intermédiaires non audités des instruments financiers dérivés non désignés comme couvertures :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Variation de la perte latente (du gain latent) sur les instruments financiers dérivés :				
Contrats dérivés sur l'énergie	398 \$	(104) \$	— \$	78 \$
Contrats de change à terme	459	850	876	(213)
Variation totale de la perte latente (du gain latent) sur les instruments financiers dérivés	857 \$	746 \$	876 \$	(135) \$
Perte réalisée (gain réalisé) sur les instruments financiers dérivés :				
Contrats dérivés sur l'énergie	—	(37)	207	(24)
Contrats de change à terme	373	(717)	(200)	142
Total de la perte réalisée (du gain réalisé) sur les instruments financiers dérivés	373 \$	(754) \$	7 \$	118 \$
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés non comptabilisés comme des couvertures	1 230	(8)	883	(17)
Comptabilité de couverture terminée (note 20 b) ii) et autre	(15 777)	889	(15 799)	866
	(14 547) \$	881 \$	(14 916) \$	849 \$
Montants comptabilisés dans les états des résultats consolidés :				
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés	(15 379)	748	(15 592)	920
Perte (gain) de change	832	133	676	(71)
	(14 547) \$	881 \$	(14 916) \$	849 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2019 et 2018

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

20. Instruments financiers (suite)**c) Gestion des risques**

Dans le cours normal de ses activités, la société est exposée à des risques financiers qui peuvent avoir une incidence sur ses résultats d'exploitation. Elle a recours à des stratégies de gestion des risques afin d'atténuer autant que possible ces risques de façon économique. Des instruments financiers dérivés sont utilisés pour gérer son exposition à certains risques associés aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. La société ne conclut pas de contrats financiers sur dérivés à des fins de spéculation.

21. Chiffres correspondants

Certains des chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour la période considérée.