

Rapport de gestion

La direction d'Algonquin Power & Utilities Corp. (« AQN » ou la « société ») a préparé le rapport de gestion qui suit afin de fournir aux actionnaires des informations qui les aideront à comprendre les résultats financiers des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021. Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités d'AQN pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020. Le présent rapport de gestion doit aussi être lu à la lumière des états financiers consolidés audités annuels d'AQN pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019. Ces documents sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov/edgar et sur le site Web d'AQN à l'adresse www.AlgonquinPowerandUtilities.com. D'autres informations sur AQN, y compris sa plus récente notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov/edgar.

À moins d'indication contraire, l'information financière fournie pour les trois mois et neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020 a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus aux États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Par conséquent, l'information financière pourrait ne pas être comparable à celle d'autres sociétés canadiennes qui la fournissent selon un autre mode de présentation.

Tous les montants sont en dollars américains, à moins d'indication contraire. Les montants libellés en dollars canadiens portent la mention « \$ CA » ou « dollars canadiens ».

Les termes en majuscules utilisés aux présentes et non définis autrement ont la signification qui leur est attribuée dans la notice annuelle la plus récente de la société.

Le présent rapport de gestion est fondé sur les informations dont disposait la direction au 11 novembre 2021.

Table des matières

Mise en garde concernant les énoncés prospectifs, l'information de nature prospective et les mesures non conformes aux PCGR.....	2
Aperçu général et stratégie d'entreprise.....	8
Mises à jour importantes	11
Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2021.....	14
Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2021	16
Sommaire du BAIIA ajusté pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021.....	19
Groupe Services à tarifs réglementés	20
Groupe Énergies renouvelables.....	29
AQN : frais du siège social et autres charges.....	35
Mesures financières non conformes aux PCGR.....	37
Activités d'aménagement de la société.....	39
Sommaire des dépenses en immobilisations corporelles.....	40
Situation de trésorerie et sources de financement	42
Régimes de rémunération à base d'actions	47
Opérations entre parties liées	48
Gestion du risque d'entreprise	49
Informations financières trimestrielles.....	56
Contrôles et procédures de communication de l'information.....	57
Principales estimations et méthodes comptables.....	57

Mise en garde concernant les énoncés prospectifs, l'information de nature prospective et les mesures non conformes aux PCGR

Énoncés prospectifs et information de nature prospective

Le présent document peut contenir des énoncés qui constituent de l'« information de nature prospective » au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables dans chacune des provinces du Canada et des politiques, règlements et règles respectifs de ces lois ou « énoncés prospectifs » au sens de la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (collectivement, l'« information de nature prospective »). Des termes comme « anticiper », « budget », « croire », « pouvoir », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier », « projeter », « cibler » et d'autres expressions semblables ainsi que l'emploi du futur ou du conditionnel permettent souvent de reconnaître l'information de nature prospective, bien que celle-ci ne contienne pas toujours ces termes et expressions. L'information de nature prospective spécifique contenue dans le présent document comprend notamment des énoncés sur ce qui suit : la croissance future attendue, le bénéfice (incluant le bénéfice net ajusté par action de 2021) et les résultats d'exploitation; les besoins en liquidités, en capitaux et pour l'exploitation; les révisions tarifaires, y compris les tarifs et les ajustements en découlant ainsi que les effets et le moment prévus; les sources de financement, y compris le caractère adéquat et la disponibilité des facilités de crédit, les échéances de dettes et les emprunts futurs; les attentes à l'égard des incidences de la nouvelle souche de coronavirus de 2019 (« COVID-19 ») sur la société; les attentes à l'égard de l'utilisation du produit de financement, y compris le placement (défini aux présentes); les acquisitions, les projets et les initiatives en cours et prévus, y compris les attentes relatives aux coûts, au financement, aux résultats, aux structures de propriété, aux conventions d'achat d'électricité, aux questions réglementaires, aux dates de mise en service et aux dates d'achèvement; les attentes à l'égard de la clôture prévue de l'acquisition par AQN de New York American Water (définie aux présentes), et de la transaction Kentucky Power (définie aux présentes); les attentes relativement au prix d'acquisition de la transaction Kentucky Power et du financement prévu à cette fin; les avantages anticipés de la transaction Kentucky Power, incluant l'incidence de la transaction Kentucky Power sur les activités, l'exploitation, la situation financière, les flux de trésorerie et les résultats d'exploitation de la société; les attentes concernant la base tarifaire de la société et la base tarifaire de Kentucky Power (définie aux présentes); les objectifs liés à la composition de l'entreprise et à la durabilité par suite de la clôture de la transaction Kentucky Power; les attentes concernant le moment du transfert ou de la mise hors service (à des fins d'établissement des tarifs au Kentucky) de la centrale Mitchell; les attentes à l'égard des activités d'expansion de la société et de leurs résultats, y compris la répartition attendue des activités entre le groupe Services à tarifs réglementés et le groupe Énergies renouvelables; les attentes à l'égard du portefeuille de projets d'aménagement de la société; les attentes relatives aux audiences, aux motions, aux décisions et aux autorisations des organismes de réglementation; les attentes relatives aux coûts d'exploitation, aux dépenses d'investissement et aux coûts d'entretien et à la variabilité de ces coûts; les attentes à l'égard de la production future des centrales électriques de la société; les dépenses en immobilisations futures prévues, y compris le moment prévu, les plans d'investissement, les sources de liquidités et les effets; les attentes concernant les initiatives futures pour des « installations plus vertes », incluant en ce qui a trait à Kentucky Power; les attentes relatives à la capacité, à la disponibilité et à la production; les attentes relatives à la vente de crédits d'énergie renouvelable; les attentes relatives à l'issue des réclamations et des litiges contractuels ou juridiques existants ou éventuels; la stratégie et les objectifs; les attentes à l'égard du partage de responsabilité liée aux travaux de réparation des pales de rotor à la centrale éolienne Sugar Creek; les obligations contractuelles et les autres engagements commerciaux; les obligations environnementales; les dividendes versés aux actionnaires; les attentes quant à l'incidence des réformes fiscales; les notes de crédit; la croissance anticipée et les nouvelles occasions dans les marchés cibles d'AQN; les décisions réglementaires prévues, les mesures et les étapes procédurales; les avantages prévus pour les clients; l'incidence future sur la société des lois, règlements et règles actuels et à venir; les estimations comptables; les taux d'intérêt; les taux de change; et les prix des marchandises. Toute l'information de nature prospective est formulée sous réserve des dispositions d'exonération des lois sur les valeurs mobilières applicables.

Les prévisions et les projections qui sous-tendent l'information de nature prospective figurant dans le présent document sont fondées sur certains facteurs et hypothèses concernant notamment les éléments suivants : la réception des approbations réglementaires applicables et des décisions tarifaires demandées; l'absence d'une augmentation importante des coûts de conformité aux lois environnementales par suite de la clôture de la transaction Kentucky Power; l'absence de toute décision réglementaire défavorable importante et l'attente selon laquelle le régime de réglementation sera stable; l'absence de toute défaillance ou de tout bris d'équipement important; la possibilité d'obtenir du financement (y compris le financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux et les opérations d'automonétisation pour les crédits d'impôt fédéral américain) selon des modalités raisonnables sur le plan commercial et la stabilité des notes de crédit de la société et de ses filiales; l'absence de passifs importants imprévus ou de pertes non assurées; l'accès continu aux marchandises et la stabilité des prix des marchandises; l'absence d'augmentations soutenues des taux d'intérêt ou de variations importantes des taux de change; l'absence de perturbations importantes touchant les activités, la situation financière ou la chaîne d'approvisionnement; le maintien de la capacité à entretenir les systèmes et les installations pour assurer leur rendement continu; l'absence de

détérioration grave ou prolongée de la conjoncture économique générale, des conditions sociales, des conditions du crédit ou des conditions de marché; l'aménagement et la construction de nouveaux projets menés à bien en temps opportun; la clôture d'acquisitions projetées selon le calendrier prévu; l'absence de dépassements importants liés aux projets d'immobilisations importants ou aux frais de financement; des liquidités et des ressources en capital suffisantes; le maintien des conditions et des tendances météorologiques à long terme; l'absence d'un défaut important d'une contrepartie; la concurrence soutenue des prix de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie; la réalisation des avantages prévus découlant des acquisitions et des coentreprises de la société; l'absence de modifications des lois, de la situation politique, des politiques publiques et des directives des entités gouvernementales qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société; la capacité d'obtenir des licences et des permis; le maintien d'une couverture d'assurance adéquate; l'absence de baisse importante des prix de l'énergie; l'absence de litiges importants avec l'administration fiscale ou de modifications aux lois fiscales applicables; la maintenance continue de l'infrastructure de technologie de l'information et l'absence d'atteinte importante à la cybersécurité; des relations harmonieuses avec les parties prenantes externes; des relations de travail favorables; le moment et la clôture de la transaction Kentucky Power; la réalisation des avantages anticipés de la transaction Kentucky Power, y compris qu'elle aura un effet relutif pour le bénéfice net ajusté par action de la société; la satisfaction des conditions de clôture d'acquisitions en attente, y compris la réception en temps opportun des autorisations et consentements réglementaires et autres requis; que la société sera capable de bien intégrer les entités nouvellement acquises et l'absence de changement défavorable important à ces entités avant la clôture; le transfert du contrôle de l'exploitation de la centrale Mitchell à Wheeling Power Company; le transfert de la centrale Mitchell étant réalisé conformément aux attentes de la société; l'absence d'obligations imprévues au sein des entités acquises; que ces entités maintiendront une relation constructive avec les organismes de réglementation de l'État; la capacité de la société de conserver le personnel clé des entités acquises et la valeur de ces employés; aucun développement défavorable dans les activités des vendeurs au cours de la période au cours de laquelle des services de transition sont offerts à la société en lien avec une acquisition; la capacité de la société à satisfaire ses obligations, y compris celles liées au service de la dette, par suite de la clôture d'une acquisition; l'absence de dommage à la réputation de la société découlant d'une acquisition; et la capacité de la société de réussir des initiatives futures pour des « installations plus vertes ». Compte tenu de l'incertitude persistante et de l'évolution des circonstances entourant la pandémie de COVID-19 et de la réaction connexe des gouvernements, des organismes de réglementation, des entreprises, des fournisseurs et des clients, les hypothèses et les attentes de la société comportent une plus grande part d'incertitude en comparaison de celles des périodes qui ont précédé l'éclosion de la COVID-19.

L'information de nature prospective contenue dans le présent document est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs en conséquence desquels les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats historiques ou des résultats prévus par l'information de nature prospective. Les facteurs susceptibles d'entraîner un écart important entre les résultats ou les événements et les attentes actuelles comprennent notamment : les changements qui ont une incidence sur la conjoncture économique générale, les conditions sociales, les conditions du crédit ou les conditions de marché; les changements liés aux tendances de consommation d'énergie des clients et à la demande énergétique; les changements climatiques à l'échelle mondiale; la constitution de passifs environnementaux; les catastrophes naturelles, les maladies, les pandémies ou autres cas de force majeure; une défaillance ou un bris important; une atteinte à l'infrastructure de technologie de l'information et à la cybersécurité; une atteinte à la sécurité physique; la perte de membres du personnel clés ou des interruptions de travail; les fluctuations saisonnières et les variations quant aux conditions météorologiques et à la disponibilité des ressources naturelles; une baisse de la demande d'électricité, de gaz naturel et d'eau en raison des avancées technologiques; le recours à des systèmes de transport détenus et exploités par des tiers; des problèmes liés aux droits d'utilisation des terrains et à l'accès aux installations de la société; des attentats terroristes; les fluctuations des prix des marchandises; les dépenses en immobilisations; une dépendance envers des filiales; la constitution d'une perte non assurée; la révision à la baisse d'une note de crédit; l'augmentation des frais de financement ou une capacité d'accès limitée aux marchés financiers et de crédit; une augmentation soutenue des taux d'intérêt; les variations des taux de change; une manœuvre financière restreinte en raison des clauses restrictives des ententes de crédit existantes; l'incapacité de refinancer une dette venant à échéance selon des modalités raisonnables sur le plan commercial; des litiges en cours avec l'administration fiscale ou des modifications aux lois fiscales; l'incapacité de repérer, d'acquérir, d'aménager ou de mettre en service en temps opportun des projets afin de maximiser la valeur admissible aux crédits d'impôt à la production; la nécessité de verser des cotisations nettement plus élevées dans le cadre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; le défaut d'une contrepartie; des hypothèses, des jugements ou des estimations inexacts quant aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations; le défaut d'obtenir les approbations réglementaires requises; les modifications apportées aux lois et à la réglementation en matière de santé et de sécurité ainsi qu'aux exigences liées aux permis; les modifications apportées aux lois, à la réglementation et aux normes environnementales ou le défaut de s'y conformer; les modifications aux lois et réglementations; la conformité aux lois et réglementations étrangères; l'échec des programmes de conformité; l'incapacité de recenser des occasions d'acquisition ou d'aménagement attrayantes afin

de poursuivre la stratégie de croissance de la société; des retards ou des dépassements de coûts sur le plan de la conception ou de la construction de projets, notamment par suite de la pandémie de COVID-19; la perte de clients clés; l'incapacité de réaliser les avantages prévus aux termes d'acquisitions ou de coentreprises, y compris Atlantica (définie aux présentes) ou que Abengoa-Algonquin Global Energy Solutions (« AAGES ») agisse d'une façon qui va à l'encontre des intérêts de la société; une chute du cours des actions ordinaires d'Atlantica; l'expropriation d'installations ou leur reprise par des entités gouvernementales; un activisme accru des parties prenantes externes allant à l'encontre des intérêts de la société; les fluctuations des prix et de la liquidité des actions ordinaires de la société et des autres titres de la société; et la gravité et la durée de la pandémie de COVID-19 et de ses conséquences collatérales, y compris la perturbation de l'activité économique, la volatilité des marchés financiers et des marchés du crédit et les mesures prises par les organismes de réglementation et les autorités législatives; l'incapacité de clôturer des acquisitions en attentes; l'effet d'importantes demandes sur la société en raison des acquisitions en attentes; l'incidence des dépenses liées aux acquisitions; la possibilité d'obligations imprévues liées aux entités en voie d'acquisition par la société; l'incertitude liée au temps requis pour clôturer des acquisitions en attentes; l'incapacité de mettre en œuvre les objectifs stratégiques de la société à l'égard des acquisitions; les avantages anticipés d'une acquisition, qui pourraient ne pas se concrétiser ou ne pas survenir dans les délais prévus par la société; l'incapacité de Kentucky Power à recevoir l'autorisation réglementaire pour la construction de nouvelles centrales de production d'énergie renouvelable; l'endettement d'une entité en voie d'acquisition par la société; la transaction Kentucky Power et le financement connexe, y compris le placement, qui pourraient entraîner une révision à la baisse des notes de crédit de la société; des dommages à la réputation et des coûts plus élevés liés à la conformité aux lois environnementales par suite de l'annonce ou de la clôture d'acquisitions; des litiges liés à la nuisance pour lesquels les décisions sont défavorables à Kentucky Power après la clôture de la transaction de Kentucky Power; des dépenses ou des paiements en espèces imprévus en raison du changement de contrôle ou de dispositions pour la résiliation pour des raisons de commodité dans des ententes à l'égard desquelles une entité en voie d'acquisition est une partie; et le recours à des tiers pour certains services de transition après la clôture d'une acquisition. La société a tenté de cerner les facteurs importants qui peuvent faire en sorte que des mesures, des événements ou des résultats réels diffèrent de façon importante de ceux dont il est fait mention dans l'information de nature prospective, mais ces mesures, événements et résultats pourraient ne pas correspondre à ceux qui ont été prévus, anticipés ou estimés en raison d'autres facteurs. Certains des facteurs précités ainsi que d'autres font l'objet de plus de précisions à la rubrique *Gestion du risque d'entreprise* dans le présent rapport de gestion ainsi que dans le rapport de gestion pour les trois mois et les douze mois clos le 31 décembre 2020 (le « rapport de gestion annuel »), et à la rubrique *Facteurs de risque d'entreprise* dans la notice annuelle la plus récente de la société.

L'information de nature prospective qui figure dans le présent document (y compris les perspectives financières) vise à aider le lecteur à comprendre la société et ses affaires, ses activités, les risques auxquels elle fait face, sa performance financière, la situation financière et ses flux de trésorerie pour les périodes indiquées, et à présenter l'information sur les attentes et les plans actuels de la direction à l'égard de l'avenir. Le lecteur est mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. L'information de nature prospective qui figure dans le présent document est formulée en date du présent document et s'appuie sur les plans, les convictions, les estimations, les projections, les attentes, les opinions et les hypothèses de la direction à pareille date. Rien ne garantit que les informations de nature prospective seraient exactes, car les résultats réels et les événements futurs pourraient différer considérablement de ceux prévus dans ladite information de nature prospective. Par conséquent, le lecteur ne devrait pas se fier indûment à l'information de nature prospective. Bien que la société puisse être appelée à revoir ses points de vue en raison d'événements et de faits ultérieurs, elle ne s'engage aucunement à mettre à jour l'information de nature prospective ou à expliquer toute divergence importante entre des événements réels futurs et l'information de nature prospective, à moins que des lois l'exigent. Toute l'information de nature prospective qui figure dans les présentes est présentée sous réserve de la présente mise en garde.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Les termes « bénéfice net ajusté », « bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement ajusté » (« BAIIA ajusté »), « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », « ventes nettes d'énergie », « ventes nettes des services publics » et « bénéfice d'exploitation de la division » sont utilisés tout au long du présent rapport de gestion. Les termes « bénéfice net ajusté », « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », « BAIIA ajusté », « ventes nettes d'énergie », « ventes nettes des services publics » et « bénéfice d'exploitation de la division » ne sont pas des mesures reconnues en vertu des PCGR des États-Unis. Il n'existe aucune méthode normalisée pour évaluer le « bénéfice net ajusté », le « BAIIA ajusté », les « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », les « ventes nettes d'énergie », les « ventes nettes des services publics » et le « bénéfice d'exploitation de la division »; par conséquent, la méthode qu'AQN utilise pour calculer ces mesures peut être différente des méthodes qu'utilisent d'autres sociétés et pourrait ne pas être comparable aux mesures semblables présentées par d'autres sociétés. L'explication, le calcul et l'analyse du « bénéfice net ajusté », du « BAIIA ajusté », des « fonds ajustés provenant des activités d'exploitation », des « ventes nettes d'énergie », des « ventes nettes des services publics » et du « bénéfice d'exploitation de la division », y compris le rapprochement de la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus directement comparable, le cas échéant, sont présentés dans le présent rapport de gestion.

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR utilisée par de nombreux investisseurs pour comparer des entreprises en fonction de leur aptitude à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. AQN se sert de ces calculs pour surveiller le montant des flux de trésorerie qu'elle génère. Elle se sert du BAIIA ajusté pour évaluer son rendement d'exploitation avant l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : la charge d'amortissement, la charge ou les recouvrements d'impôts, les coûts d'acquisition, certains coûts liés aux litiges, les intérêts débiteurs, le gain ou la perte sur les instruments financiers dérivés, l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service, les coûts liés au financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux, les coûts liés à la planification de la relève et au départ à la retraite des dirigeants, les coûts liés aux ajustements de la période précédente en raison de la loi américaine *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale américaine »), les coûts liés aux procédures d'expropriation, les incidences financières sur la centrale éolienne Senate de la société attribuables aux prix très élevés qui ont persisté dans le marché du Electric Reliability Council of Texas pendant plusieurs jours (l'« événement de disruption des marchés ») par suite des conditions météorologiques hivernales extrêmes qui ont prévalu en février 2021 au Texas et dans certaines régions du centre des États-Unis (l'« événement météorologique extrême du Midwest »), le gain ou la perte de change, le bénéfice ou la perte découlant des activités abandonnées, les variations de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur et les autres éléments qui sont habituellement de nature non récurrente ou les éléments inhabituels. AQN fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle et non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation de la société. AQN croit que le recours à cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation. Le BAIIA ajusté n'est pas destiné à être représentatif des flux de trésorerie liés à l'exploitation ni des résultats d'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis, et peut subir l'incidence positive ou négative de ces éléments.

Bénéfice net ajusté

Le bénéfice net ajusté est une mesure non conforme aux PCGR utilisée par de nombreux investisseurs pour comparer le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables, principalement des éléments hors trésorerie qui n'ont en général aucune incidence économique à court terme, ou d'éléments comme les coûts d'acquisition ou certains coûts liés aux litiges qui ne sont pas considérés comme étant directement liés au rendement d'exploitation d'une entreprise. AQN se sert du bénéfice net ajusté pour évaluer sa performance avant l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : les gains ou les pertes de change, les contrats de change à terme, les swaps de taux d'intérêt, les coûts d'acquisition, les coûts ponctuels liés à la préparation du financement en échange d'avantages sociaux, certains coûts liés aux litiges et l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, le bénéfice ou la perte découlant des activités abandonnées, l'incidence de la réévaluation à la valeur de marché latente (hormis les réévaluations découlant de la vente d'actifs liés à des projets d'aménagement), les coûts liés à la planification de la relève et au départ à la retraite des dirigeants, les coûts liés aux ajustements de la période précédente en raison de la réforme fiscale américaine, les coûts liés aux procédures d'expropriation, les incidences financières sur la centrale éolienne Senate de la société attribuables à l'événement de disruption des marchés, les variations de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur et d'autres éléments qui sont habituellement de nature non récurrente ou des éléments inhabituels, car ils ne sont pas représentatifs de la performance des activités sous-jacentes

d'AQN. La charge comptable hors trésorerie liée à la réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés américains résultant de la concrétisation des effets de la réforme fiscale américaine a fait l'objet d'un ajustement car elle constitue aussi un élément de nature non récurrente qui n'est pas représentatif de la performance des activités sous-jacentes d'AQN. AQN estime qu'une telle analyse et présentation du bénéfice net ou de la perte nette permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation. Le bénéfice net ajusté n'est pas destiné à être représentatif du bénéfice net ou de la perte nette établis conformément aux PCGR des États-Unis, et peut subir l'incidence positive ou négative de ces éléments.

Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation

Les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée par les investisseurs pour comparer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sans l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence économique à court terme ou d'éléments comme les coûts d'acquisition qui ne sont pas considérés comme étant directement liés au rendement d'exploitation d'une entreprise. AQN se sert des fonds ajustés provenant des activités d'exploitation pour évaluer sa performance sans l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : les variations des soldes du fonds de roulement, les coûts d'acquisition, certains coûts liés aux litiges, les flux de trésorerie liés aux activités abandonnées, les incidences financières sur la centrale éolienne Senate de la société attribuables à l'événement de disruption des marchés, et les autres éléments habituellement de nature non récurrente qui touchent les flux de trésorerie d'exploitation, ces éléments n'étant pas représentatifs de la performance à long terme des activités sous-jacentes d'AQN. AQN estime qu'une telle analyse et présentation des fonds provenant des activités d'exploitation permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation. Les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ne sont pas destinés à être représentatifs des flux de trésorerie liés à l'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis, et peuvent subir l'incidence positive ou négative de ces éléments.

Ventes nettes d'énergie

Les ventes nettes d'énergie sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée par les investisseurs pour désigner les produits, déduction faite des coûts liés aux marchandises engagés pour générer les produits. En règle générale, les produits augmentent ou diminuent par suite de l'augmentation ou de la diminution des coûts liés aux marchandises utilisés pour générer ces produits. AQN utilise les ventes nettes d'énergie pour évaluer ses produits sans l'incidence de la variation des coûts liés aux marchandises étant donné que ces coûts sont principalement recouverts directement ou indirectement à même les tarifs facturés aux clients. AQN estime qu'une telle analyse et présentation des ventes nettes d'énergie permettra à l'investisseur de mieux comprendre comment les produits sont générés dans les activités. Cette information n'est pas représentative des produits établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Ventes nettes des services publics

Les ventes nettes des services publics sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée par les investisseurs pour désigner les produits provenant des services publics déduction faite des coûts liés aux marchandises, notamment le gaz naturel ou l'électricité, ces coûts étant habituellement recouverts à même les tarifs facturés aux clients des services publics. AQN utilise les ventes nettes des services publics pour évaluer les produits provenant des services publics sans l'incidence de la variation des coûts liés aux marchandises étant donné que ces coûts sont principalement transférés aux clients des services publics et payés par eux. AQN estime qu'une telle analyse et présentation des ventes nettes des services publics permettra à l'investisseur de mieux comprendre comment les produits sont générés dans les activités de services publics. Cette information n'est pas représentative des produits établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Bénéfice d'exploitation de la division

Le bénéfice d'exploitation de la division est une mesure non conforme aux PCGR. AQN se sert du bénéfice d'exploitation de la division pour évaluer le rendement d'exploitation de ses groupes avant l'incidence des éléments suivants (le cas échéant) : la charge d'amortissement, les frais d'administration du siège social, la charge ou les recouvrements d'impôts, les coûts d'acquisition, certains coûts liés aux litiges, les intérêts débiteurs, le gain ou la perte sur les instruments financiers dérivés, la perte de valeur des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, le gain ou la perte de change, le bénéfice ou la perte découlant des activités abandonnées, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service, les incidences financières sur la centrale éolienne Senate de la société attribuables à l'événement de disruption des marchés, et d'autres éléments qui sont habituellement de nature non récurrente. AQN fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle et non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation des divisions. Le bénéfice d'exploitation de la division est calculé compte tenu des intérêts créditeurs, du revenu de dividendes et de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation

des placements indirects, ainsi que du bénéfice au titre de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (« LHVC ») qui représente la valeur des attributs fiscaux nets générés au cours de la période à partir de l'électricité produite par certaines de ses centrales éoliennes et solaires aux États-Unis. AQN croit que le recours à cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre le rendement d'exploitation de chaque division d'AQN. Le bénéfice d'exploitation de la division n'est pas représentatif des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Aperçu général et stratégie d'entreprise

AQN est constituée sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. AQN détient et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de services publics de production, de distribution et de transport à tarifs réglementés et non réglementés qui devraient générer des bénéfices et des flux de trésorerie prévisibles. AQN cherche à maximiser la valeur actionnariale globale par la plus-value réelle des actions et des flux de trésorerie afin de soutenir la croissance des dividendes et l'appréciation du cours de l'action. AQN s'efforce d'atteindre ces résultats, tout en cherchant à maintenir un profil de risque qui cadre avec sa note de qualité placement BBB stable et en accordant la priorité aux questions environnementales, sociales et de gouvernance.

À l'heure actuelle, le dividende trimestriel versé par AQN à ses actionnaires s'établit à 0,1706 \$ par action ordinaire ou à 0,6824 \$ par action ordinaire annuellement. D'après le taux de change de la Banque du Canada le 10 novembre 2021, le dividende trimestriel est de 0,2124 \$ CA par action ordinaire ou de 0,8546 \$ CA par action ordinaire annuellement. AQN est d'avis que le versement annuel de dividendes lui permet à la fois de faire bénéficier les actionnaires d'un rendement immédiat du capital investi et de conserver suffisamment de liquidités dans AQN pour financer les occasions de croissance. Les changements au dividende versé par AQN sont à la discrétion du conseil d'administration d'AQN (le « conseil »), qui l'examine périodiquement à la lumière du rendement financier et des perspectives de croissance d'AQN.

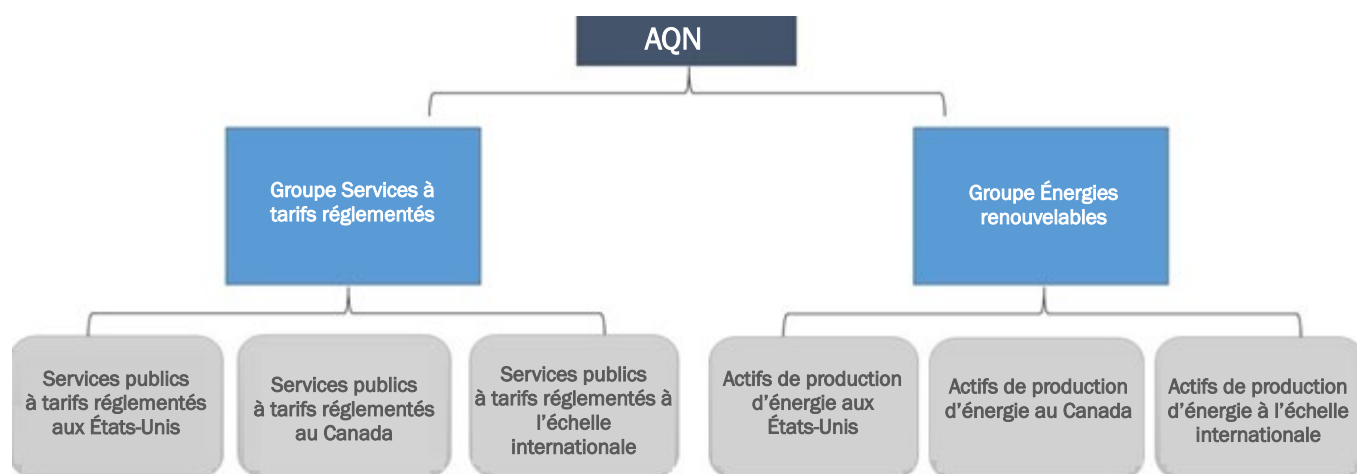
Les activités d'AQN sont réparties entre deux principales unités d'exploitation, soit le groupe Services à tarifs réglementés, qui détient et exploite essentiellement un portefeuille d'actifs à tarifs réglementés aux États-Unis, au Canada, au Chili et aux Bermudes, et le groupe Énergies renouvelables, qui détient et exploite essentiellement un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable.

AQN recherche les occasions d'investissement dans l'objectif de maintenir la répartition actuelle des activités entre le groupe Services à tarifs réglementés et le groupe Énergies renouvelables et de garder l'endettement à un niveau cadrant avec ses notes de crédit actuelles¹. Afin de maintenir la combinaison d'activités cible, AQN pourrait devoir développer le groupe Services à tarifs réglementés ou mettre en œuvre d'autres stratégies pour saisir des possibilités d'investissement au sein du groupe Énergies renouvelables.

La société entreprend également des activités d'expansion de ses deux unités d'exploitation en tirant parti de sa portée mondiale pour trouver, aménager et acquérir des centrales d'énergie renouvelable, des services publics à tarifs réglementés et d'autres projets d'infrastructures complémentaires, et y investir. Voir la rubrique *Activités d'aménagement de la société* pour de plus amples renseignements.

Sommaire de la structure de la société

L'organigramme qui suit présente, sous forme succincte, les principales entreprises d'AQN. Une description plus détaillée de la structure organisationnelle d'AQN figure dans la plus récente notice annuelle.



¹ Voir la rubrique *Gestion du risque de trésorerie – Risque lié à la révision à la baisse de la note de crédit de la société* dans le rapport de gestion annuel de la société.

Groupe Services à tarifs réglementés

Le groupe Services à tarifs réglementés exploite un portefeuille diversifié de réseaux de services publics à tarifs réglementés aux États-Unis, au Canada, au Chili et aux Bermudes qui compte environ 1 090 000 raccordements (soit environ 2 725 000 clients, compte tenu d'une moyenne de 2,5 clients par raccordement). Le groupe Services à tarifs réglementés cherche à offrir des services sécuritaires, fiables et de grande qualité aux clients, et à générer un bénéfice stable et prévisible pour AQN. En plus d'appuyer et de favoriser la croissance interne au sein des territoires qu'il sert, le groupe Services à tarifs réglementés s'efforce d'assurer la progression constante du bénéfice en saisissant des occasions d'acquisitions relatives de réseaux de services publics.

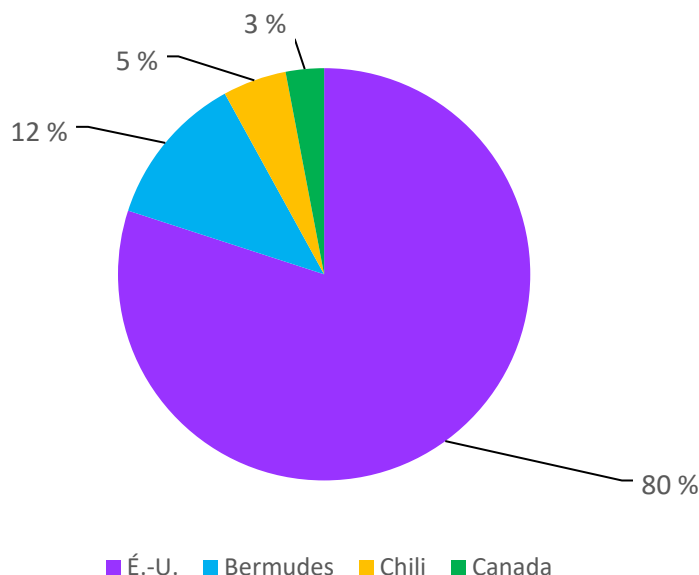
Les réseaux de services publics de distribution d'électricité à tarifs réglementés et les actifs de production connexes du groupe Services à tarifs réglementés sont situés dans les États américains de la Californie, du New Hampshire, du Missouri, du Kansas, de l'Oklahoma et de l'Arkansas, ainsi qu'aux Bermudes, et, ensemble, comptent environ 307 000 raccordements. Le groupe détient et exploite également des actifs de production d'énergie d'une capacité brute d'environ 2,0 GW, et possède des investissements dans des actifs d'une capacité de production nette d'environ 0,3 GW.

Les réseaux de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés du groupe Services à tarifs réglementés sont situés dans les États américains de la Géorgie, de l'Illinois, de l'Iowa, du Massachusetts, du New Hampshire, du Missouri, de New York, ainsi que dans la province canadienne du Nouveau-Brunswick, et, ensemble, ils comptent environ 371 000 raccordements au gaz naturel.

Les réseaux de services publics de distribution d'eau à tarifs réglementés et de traitement des eaux usées du groupe Services à tarifs réglementés sont situés dans les États américains de l'Arizona, de l'Arkansas, de la Californie, de l'Illinois, du Missouri et du Texas, ainsi qu'au Chili, et, ensemble, ils comptent environ 412 000 raccordements.

Le graphique ci-après présente une ventilation des ventes nettes des services publics du groupe Services à tarifs réglementés par secteur géographique pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*).

Ventes nettes des services publics par secteur géographique



Groupe Énergies renouvelables

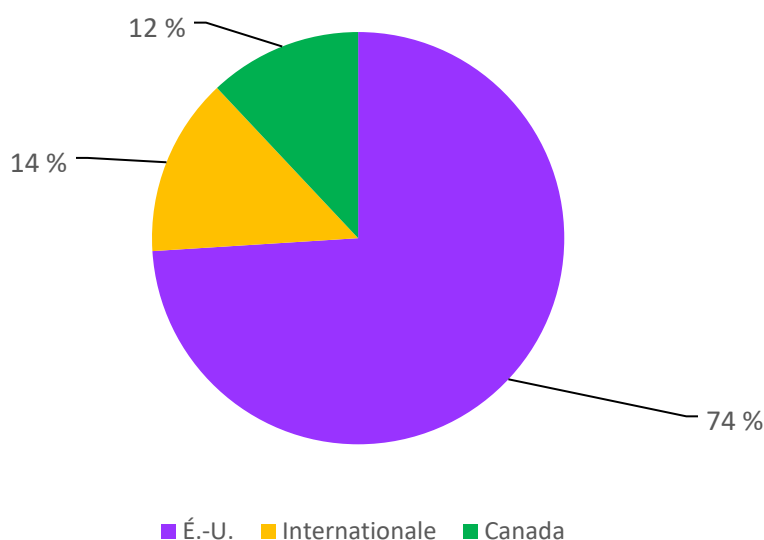
Le groupe Énergies renouvelables produit de l'électricité et vend la production de son portefeuille diversifié de centrales de production d'énergie propre et d'énergie renouvelable situées principalement aux États-Unis et au Canada. Le groupe Énergies renouvelables vise à assurer une croissance continue en aménageant de nouveaux projets de production et en saisissant des occasions d'acquisitions relatives de centrales électriques.

Le groupe Énergies renouvelables détient et exploite directement des centrales hydroélectriques, éoliennes, solaires et thermiques d'une capacité de production brute d'environ 2,3 GW. La production de ces centrales est vendue dans une proportion d'environ 81 % aux termes d'ententes contractuelles à long terme dont la durée résiduelle moyenne pondérée, au 30 septembre 2021, était d'environ 13 ans.

Outre les actifs détenus et exploités directement, le groupe Énergies renouvelables détient des participations dans des actifs de production d'une capacité de production nette d'environ 1,5 GW, y compris la participation de 44 % de la société dans Atlantica Sustainable Infrastructure PLC (« Atlantica »). Atlantica possède et exploite un portefeuille d'actifs d'infrastructures d'énergie propre et d'eau potable à l'échelle internationale, visés par des contrats à long terme dont la durée résiduelle moyenne pondérée en fonction des liquidités disponibles à des fins de distribution était d'environ 16 ans au 30 septembre 2021.

Le graphique ci-dessous présente une ventilation de la capacité de production du groupe Énergies renouvelables par secteur géographique au 30 septembre 2021, qui comprend la capacité de production brute des installations détenues et exploitées et la capacité de production nette des investissements (y compris la participation de 44 % de la société dans Atlantica).

Production d'énergies renouvelables par secteur géographique



Mises à jour importantes

Résultats d'exploitation

Voici les résultats d'exploitation d'AQN par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent :

(en millions de dollars, sauf les données par action)	Trois mois clos les 30 septembre		
	2021	2020	Variation
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires	(27,9) \$	55,9 \$	(150) %
Bénéfice net ajusté ¹	97,6 \$	88,1 \$	11 %
BAIIA ajusté ¹	252,0 \$	197,9 \$	27 %
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	(0,05) \$	0,09 \$	(156) %
Bénéfice net ajusté par action ordinaire ¹	0,15 \$	0,15 \$	— %

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

Déclaration du dividende du quatrième trimestre de 2021 de 0,1706 \$ (0,2124 \$ CA) par action ordinaire

AQN vise actuellement à dégager une croissance annuelle des dividendes payables aux actionnaires du secteur soutenue par l'augmentation du bénéfice et des flux de trésorerie. En établissant un dividende approprié, le conseil tient compte de la croissance actuelle et prévue du bénéfice par action de la société, ainsi que du ratio de dividende en pourcentage du bénéfice par action et des flux de trésorerie par action.

Le 11 novembre 2021, AQN a annoncé que le conseil a déclaré pour le quatrième trimestre de 2021 un dividende de 0,1706 \$ par action ordinaire payable le 14 janvier 2022 aux actionnaires inscrits le 31 décembre 2021.

D'après le taux de change de la Banque du Canada le 10 novembre 2021, l'équivalent en dollars canadiens du dividende pour le quatrième trimestre de 2021 était de 0,2124 \$ CA par action ordinaire.

Le dividende par action ordinaire en dollars américains et l'équivalent en dollars canadiens pour les quatre trimestres précédents ont été comme suit :

	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	Total
Dividende en dollars américains	0,1551 \$	0,1706 \$	0,1706 \$	0,1706 \$	0,6669 \$
Équivalent en dollars canadiens	0,1959 \$	0,2094 \$	0,2134 \$	0,2124 \$	0,8311 \$

Entente visant l'acquisition de Kentucky Power Company et d'AEP Kentucky Transmission Company

Le 26 octobre 2021, Liberty Utilities Co. (« Liberty Utilities »), une filiale indirecte d'AQN, a conclu une entente avec American Electric Power Company Inc. et AEP Transmission Company, LLC en vue d'acquérir Kentucky Power Company (« Kentucky Power ») et AEP Kentucky Transmission Company, Inc. (« Kentucky TransCo ») pour un prix d'acquisition total d'environ 2,846 milliards de dollars, incluant la reprise de dette totalisant environ 1,221 milliard de dollars (la « transaction Kentucky Power »).

Kentucky Power est un service public de production, de distribution et de transport d'électricité à tarifs réglementés servant environ 228 000 raccordements activés de clients dans 20 comtés de l'est du Kentucky et fonctionnant dans un cadre du coût du service. Kentucky TransCo est une entreprise de transport d'électricité exploitant la partie située au Kentucky des infrastructures de transport d'électricité faisant partie de l'organisation de transport régionale Pennsylvanie – New Jersey – Maryland. Kentucky Power et Kentucky TransCo offrent des services à tarifs réglementés par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis.

La clôture de la transaction Kentucky Power est assujettie à l'obtention de certaines approbations des organismes de réglementation et des gouvernements, notamment l'expiration ou la levée d'une période d'attente applicable prévue par la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976* (la « Loi HSR »), l'autorisation de la transaction Kentucky Power par le Committee on Foreign Investment in the United States (le « CFIUS »), l'approbation par la Kentucky Public Service Commission (la « KPSC ») et la FERC, l'approbation de la Public Service Commission of West Virginia à l'égard de la résiliation de la convention d'exploitation actuelle et de son remplacement par la convention d'exploitation de la centrale au charbon Mitchell (dans laquelle Kentucky Power détient une participation de 50 %, soit 780 MW), et au respect d'autres conditions de clôture usuelles. Si la convention d'acquisition est résiliée dans certaines circonstances, y compris l'incapacité de recevoir les autorisations réglementaires requises (autres que l'autorisation de la Kentucky Public Service Commission, de la FERC ou de la Public Service Commission of West Virginia pour la résiliation et le remplacement de la convention d'exploitation de la centrale Mitchell), la société pourrait être

tenue de verser des frais de résiliation de 65 millions de dollars américains. La clôture de la transaction Kentucky Power est prévue pour le milieu de 2022.

La transaction Kentucky Power devrait permettre l'ajout d'actifs à la base tarifaire réglementée de plus de 2,0 milliards de dollars dans un territoire où la réglementation est favorable. AQN s'attend à ce que la transaction Kentucky Power ait un effet relatif sur le bénéfice net ajusté par action au cours de la première année complète de propriété, accroisse le bénéfice net ajusté par action d'environ 5 % par la suite et soutienne la croissance du bénéfice net ajusté par action d'AQN à long terme (se reporter à la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*). Dans un horizon de court à moyen terme, la société prévoit effectuer la mise hors service (à des fins d'établissement de tarifs au Kentucky) ou la transition d'une production de plus de 1 GW d'énergie à partir de combustibles fossiles appartenant à Kentucky Power, ce qui devrait permettre à la société de miser sur sa capacité de « verdier les actifs » en tant que producteur d'énergies renouvelables et d'envisager de remplacer la capacité de production par de l'énergie renouvelable.

Financement

Le plan de financement de la transaction Kentucky Power est conçu pour maintenir la note de crédit de première qualité d'AQN. Parallèlement à l'annonce de la transaction Kentucky Power, la société a annoncé un placement d'actions ordinaires par voie de prise ferme d'environ 800 millions de dollars canadiens (le « placement ») pour financer une partie du prix d'achat. La société a attribué aux preneurs fermes pour le placement une option de surallocation de 15 %, laquelle, si elle était exercée intégralement, porterait le produit brut total à 920 millions de dollars canadiens. Le placement a été clôturé le 8 novembre 2021. Se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement – Capitaux propres, pour en savoir davantage.

La société ne prévoit pas réunir des capitaux supplémentaires par voie d'émissions d'actions ordinaires jusqu'au milieu de 2022, soit le moment prévu de la clôture de la transaction Kentucky Power. Le solde du prix d'achat au comptant de la transaction devrait être réglé au moyen de diverses sources de financement, ce qui peut comprendre une combinaison de titres d'emprunt hybrides, d'unités de titres de capitaux propres ou de la monétisation d'actifs non réglementés ou d'investissements. Le calendrier des activités de financement restantes sera fonction du processus d'approbations réglementaires pour la transaction Kentucky Power et est assujéti à la conjoncture des marchés au moment en cause.

Objectifs de carboneutralité et rapport ESG de 2021

Le 5 octobre 2021, la société a annoncé sa cible de carboneutralité (émissions de gaz à effet de serre de catégories 1 et 2) à atteindre d'ici 2050. Cette cible est ancrée dans l'objectif d'AQN de protéger les ressources énergétiques et hydrauliques pour la vie et est un reflet des antécédents de la société en tant que chef de file de la transition vers une économie sobre en carbone. Parallèlement, la société a publié son rapport ESG de 2021, qui décrit les progrès qu'elle a réalisés en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance (« ESG »).

Incidences de la COVID-19 sur les résultats d'exploitation

Au cours des trois mois clos le 30 septembre 2021, la pandémie de COVID-19 n'a pas eu de répercussions importantes sur les résultats d'exploitation de la société. Environ 60 % de la main-d'œuvre de la société continue de travailler à distance, et la société poursuit la mise en œuvre des mesures d'exploitation visant à protéger la santé et la sécurité de ses employés et de ses clients. Au cours des prochains mois, alors que les incidences de la pandémie continueront à s'estomper, la société prévoit un retour à la normale de ses activités de base.

Les activités, la situation financière, les flux de trésorerie et les résultats d'exploitation de la société continuent de subir les effets réels et potentiels futurs attribuables à la COVID-19, dont la portée est inconnue pour le moment. L'ampleur des répercussions futures de la pandémie de COVID-19 sur la société dépendra, entre autres, de sa durée, de la portée des mesures de santé publique connexes mises en place et des efforts de la société pour en atténuer l'incidence sur ses activités.

Pour une analyse des risques supplémentaires auxquels fait face la société quant à la COVID-19, se reporter à la rubrique *Gestion du risque d'entreprise*.

Perspectives

À l'heure actuelle, la société s'attend à dégager un bénéfice net ajusté par action pour l'exercice 2021 se situant dans la partie inférieure de la fourchette auparavant annoncée de 0,71 \$ à 0,76 \$ (se reporter à la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*). Cette estimation se fonde sur les hypothèses suivantes ainsi que sur celles présentées dans la rubrique *Énoncés prospectifs et information de nature prospective* :

- les tendances météorologiques normalisées dans les régions où la société exerce ses activités ou a des projets;
- une estimation des ressources renouvelables et des prix réalisés qui est conforme aux moyennes à long terme;
- la capacité de la société à obtenir des décisions réglementaires favorables, y compris sur le recouvrement des coûts du combustible à la centrale Missouri relativement à l'événement météorologique extrême du Midwest;
- l'absence d'effets néfastes sur la chaîne d'approvisionnement ou d'autres retards qui auraient une incidence sur la date approximative de mise en service des projets de construction de la société de 2021.

Les résultats financiers estimatifs de la société présentés aux présentes représentent des énoncés prospectifs et de l'information de nature prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les résultats réels pourraient différer grandement. Ainsi, les investisseurs sont avisés de ne pas se fier indûment à ces estimations. Se reporter à la rubrique *Énoncés prospectifs et information de nature prospective*.

Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2021

Principales informations financières

(en millions de dollars, sauf les données par action)

Trois mois clos les 30 septembre

	2021	2020
Produits	528,6 \$	376,5 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires	(27,9)	55,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	174,7	121,4
Bénéfice net ajusté ¹	97,6	88,1
BAIIA ajusté ¹	252,0	197,9
Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ¹	170,2	148,0
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	107,2	92,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	621 405 413	585 403 736
Par action		
Bénéfice net (perte nette) de base	(0,05)\$	0,09 \$
Bénéfice net dilué (perte nette diluée)	(0,05)\$	0,09 \$
Bénéfice net ajusté ^{1, 2}	0,15 \$	0,15 \$
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	0,17 \$	0,16 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² AQN a recours au bénéfice net ajusté par action pour améliorer l'évaluation et la compréhension de son rendement.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain d'AQN a été d'environ 0,7936, contre 0,7510 pour la période correspondante de 2020. Par conséquent, toute variation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent des produits ou des charges, en monnaie locale, de l'une ou l'autre des entités canadiennes d'AQN subit l'influence d'une variation du taux de change moyen à la conversion dans la monnaie de présentation d'AQN.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, AQN a dégagé des produits totalisant 528,6 millions de dollars, contre 376,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, en hausse de 152,1 millions de dollars, ou 40,4 %. Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur les produits d'AQN pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 sont les suivants :

(en millions de dollars)	Trois mois clos le 30 septembre
Produits de la période correspondante de l'exercice précédent	376,5 \$
GROUPE SERVICES À TARIFS RÉGLEMENTÉS	
Installations existantes	
Électricité : Augmentation attribuable surtout à la hausse des coûts des marchandises transférés aux clients et à la hausse de la consommation en raison du nombre plus élevé de degrés-jours de refroidissement au réseau Empire.	23,8
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout à la hausse des coûts des marchandises transférés aux clients des réseaux EnergyNorth New England Gas et St. Lawrence Gas.	5,6
Eau : Augmentation attribuable à la hausse de la consommation et à la croissance interne aux réseaux Beardsley et Litchfield Park, ainsi qu'à la hausse des coûts des marchandises transférés aux clients du réseau Litchfield Park.	1,5
	30,9
Nouvelles installations	
Électricité : Acquisition de Liberty Group Limited (auparavant Ascendant Group Limited (« Ascendant »)) (novembre 2020) et des centrales éoliennes Empire (2021).	78,8
Eau : Acquisition de Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos S.A. (« ESSAL ») (octobre 2020).	21,8
	100,6
Révisions tarifaires	
Électricité : Diminution attribuable essentiellement à des produits non récurrents au troisième trimestre de 2020 découlant d'une hausse des tarifs qui étaient alors en vigueur au premier trimestre de 2019, en partie contrebalancée par l'entrée en vigueur de hausses tarifaires liées au mécanisme d'ajustement après l'exercice de référence au réseau CalPeco.	(6,2)
Gaz naturel : Augmentation surtout attribuable à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux EnergyNorth et Peach State.	1,7
Eau : Augmentation attribuable à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux Park Water et Apple Valley.	1,5
	(3,0)
Incidences estimatives de la COVID-19 sur les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent¹	4,0
GROUPE ÉNERGIES RENOUVELABLES	
Installations existantes	
Activités hydroélectriques : Diminution attribuable surtout à une baisse de la production dans les régions de l'Ontario et du Québec, en partie contrebalancée par des prix favorables dans l'Ouest.	(0,3)
Activités éoliennes aux États-Unis : Augmentation attribuable principalement aux prix favorables de l'énergie et aux produits tirés des CER, en partie contrebalancée par une baisse de la production dans les centrales éoliennes aux États-Unis.	1,2
Activités solaires : Augmentation attribuable surtout aux prix favorables des CER à la centrale Great Bay I.	0,5
Activités thermiques : Augmentation attribuable essentiellement à une hausse de la production, en partie contrebalancée par des prix défavorables de la puissance à la centrale Sanger.	1,8
Autres : Diminution attribuable surtout à des produits non récurrents tirés en 2020 de la centrale éolienne Sugar Creek avant la date de début de l'exploitation commerciale.	(0,7)
	2,5
Nouvelles installations	
Activités éoliennes aux États-Unis : Centrale Sugar Creek (pleine capacité commerciale en novembre 2020) et centrale Maverick Creek (pleine capacité commerciale en avril 2021).	12,4
Activités solaires : Centrale Great Bay II (pleine capacité commerciale en août 2020) et centrale Altavista (pleine capacité commerciale en juin 2021).	2,9
Autres : Augmentation attribuable aux droits de produits en cas de congestion des centrales éoliennes côtières du Texas.	0,6
	15,9
Change	1,2
Produits de la période considérée	528,6 \$

¹ Les incidences de la pandémie de COVID-19 ont été estimées en normalisant les ventes des deux périodes pour tenir compte des fluctuations des conditions météorologiques et en attribuant les autres variations à la pandémie.

Ces facteurs sont décrits plus en détail dans l'analyse sectorielle.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la perte nette attribuable aux actionnaires s'est élevée à (27,9) millions de dollars, en comparaison d'un bénéfice net de 55,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une diminution de 83,8 millions de dollars, ou 149,9 %. La diminution découle d'une variation de 115,7 millions de dollars de la juste valeur de placements comptabilisés à la juste valeur, d'une hausse de 6,1 millions de dollars des intérêts débiteurs, d'une augmentation de 25,1 millions de dollars de la charge d'amortissement, d'une hausse de 2,1 millions de dollars des pertes sur les instruments dérivés, d'une hausse de 0,7 million de dollars des frais d'administration, d'une augmentation de 2,2 millions de dollars de la perte de change, d'une hausse de 1,5 million de dollars des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service et d'une hausse de 0,3 million de dollars de la charge d'impôt (les explications relatives à l'impôt sont présentées à la rubrique *AQN : frais du siège social et autres charges*). Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une hausse de 46,4 millions de dollars du bénéfice des centrales en exploitation, une hausse de 4,5 millions de dollars des intérêts créditeurs, des revenus de dividendes, de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres produits, une baisse de 16,0 millions de dollars des autres pertes nettes et une hausse de 3,0 millions de dollars de l'incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle, par rapport à la période correspondante de 2020.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 174,7 millions de dollars, contre 121,4 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une hausse de 53,3 millions de dollars. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 170,2 millions de dollars, contre 148,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 22,2 millions de dollars (voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*).

Le BAIIA ajusté des trois mois clos le 30 septembre 2021 s'est élevé à 252,0 millions de dollars, contre 197,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une hausse de 54,1 millions de dollars, ou 27,3 %. Une analyse plus détaillée de ces facteurs est présentée dans le rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice net figurant ci-après (voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*).

Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2021

Principales informations financières (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020
Produits	1 690,6 \$	1 185,7 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	89,2	278,3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	31,0	331,2
Bénéfice net ajusté ¹	312,7	238,9
BAIIA ajusté ¹	778,5	616,3
Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ¹	535,8	421,0
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	307,6	251,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	611 772 460	547 031 170
Par action		
Bénéfice net de base	0,13 \$	0,50 \$
Bénéfice net dilué	0,13 \$	0,49 \$
Bénéfice net ajusté ^{1, 2}	0,50 \$	0,43 \$
Dividendes déclarés aux actionnaires ordinaires	0,50 \$	0,45 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² AQN a recours au bénéfice net ajusté par action pour améliorer l'évaluation et la compréhension de son rendement.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain d'AQN a été d'environ 0,7990, contre 0,7386 pour la période correspondante de 2020. Par conséquent, toute variation sur douze mois des produits ou des charges, en monnaie locale, de l'une ou l'autre des entités canadiennes d'AQN subit l'influence d'une variation du taux de change moyen à la conversion dans la monnaie de présentation d'AQN.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, AQN a dégagé des produits totalisant 1 690,6 millions de dollars, contre 1 185,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, en hausse de 504,9 millions de dollars, ou 42,6 %. Les principaux facteurs qui expliquent la hausse des produits d'AQN pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 sont les suivants :

(en millions de dollars)	Neuf mois clos le 30 septembre
Produits de la période correspondante de l'exercice précédent	1 185,7 \$
GROUPE SERVICES À TARIFS RÉGLEMENTÉS	
Installations existantes	
Électricité : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la consommation et des coûts des marchandises transférés aux clients du réseau Empire du fait de l'événement météorologique extrême du Midwest.	176,9
Gaz naturel : Augmentation attribuable à la hausse des coûts des marchandises transférés aux clients des réseaux New England, EnergyNorth et Peach State.	26,7
Eau : Augmentation attribuable essentiellement à la hausse de la consommation et à la croissance interne aux réseaux Litchfield Park, Beardsley et Midstates.	4,5
Autres	0,5
	208,6
Nouvelles installations	
Électricité : Acquisition d'Ascendant (novembre 2020) et des centrales éoliennes Empire (2021).	197,0
Eau : Acquisition d'ESSAL (octobre 2020).	70,3
	267,3
Révisions tarifaires	
Électricité : Augmentation attribuable surtout à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux CalPeco et Granite State contrebalancée par des produits non récurrents plus élevés au troisième trimestre de 2020 du fait d'une hausse des tarifs alors en vigueur au premier trimestre de 2019 au réseau CalPeco.	0,1
Gaz naturel : Augmentation surtout attribuable à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux EnergyNorth et Peach State.	7,9
Eau : Augmentation attribuable à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux Park Water et Apple Valley.	1,5
	9,5
Incidences estimatives de la COVID-19 sur les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent¹	15,0
GROUPE ÉNERGIES RENOUVELABLES	
Installations existantes	
Activités hydroélectriques	0,1
Activités éoliennes au Canada : Diminution attribuable surtout à une baisse globale de la production.	(1,1)
Activités éoliennes aux États-Unis : Diminution attribuable surtout aux incidences de l'événement de disruption des marchés à la centrale Senate.	(52,5)
Activités solaires : Augmentation attribuable surtout à des prix favorables des CER et de la puissance à la centrale Great Bay I.	0,8
Activités thermiques : Augmentation attribuable essentiellement à une hausse de la production à la centrale Sanger ainsi qu'à des prix favorables à la centrale Windsor Locks.	5,4
Autres : Diminution attribuable surtout à des produits non récurrents tirés d'un contrat de location avant la date de début de l'exploitation commerciale en 2020 à la centrale Sugar Creek.	(1,3)
	(48,6)
Nouvelles installations	
Activités éoliennes aux États-Unis : Centrale Sugar Creek (pleine capacité commerciale en novembre 2020) et centrale Maverick Creek (pleine capacité commerciale en avril 2021).	39,5
Activités solaires : Centrale Great Bay II (pleine capacité commerciale en août 2020) et centrale Altavista (pleine capacité commerciale en juin 2021).	6,9
Autres : Augmentation attribuable aux droits de produits en cas de congestion des centrales éoliennes côtières du Texas.	0,8
	47,2
Change	5,9
Produits de la période considérée	1 690,6 \$

¹ Les incidences de la pandémie de COVID-19 ont été estimées en normalisant les ventes des deux périodes pour tenir compte des fluctuations des conditions météorologiques et en attribuant les autres variations à la pandémie.

Ces facteurs sont décrits plus en détail dans l'analyse sectorielle.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le bénéfice net attribuable aux actionnaires s'est élevé à 89,2 millions de dollars, en comparaison de 278,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une diminution de 189,1 millions de dollars, ou 67,9 %. La diminution découle d'une variation de 279,2 millions de dollars de la juste valeur de placements comptabilisés à la juste valeur, d'une hausse de 66,1 millions de dollars de la charge d'amortissement, d'une hausse de 22,8 millions de dollars des intérêts débiteurs, d'une baisse de 9,0 millions de dollars des gains de change, d'une baisse de 3,8 millions de dollars des gains sur les instruments dérivés et d'une hausse de 2,1 millions de dollars des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une hausse de 83,6 millions de dollars du bénéfice des centrales en exploitation, une baisse de 33,7 millions de dollars des autres pertes nettes, une baisse de 1,7 million de dollars des frais d'administration, une hausse de 6,5 millions de dollars des intérêts créditeurs, des revenus de dividendes, de la quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres produits, une baisse de 58,7 millions de dollars de la charge d'impôts sur les bénéfices (les explications relatives à l'impôt sont présentées à la rubrique *AQN : frais du siège social et autres charges*) et une hausse de 9,8 millions de dollars de l'incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle, par rapport à la période correspondante de 2020.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 31,0 millions de dollars, contre 331,2 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation se sont établis à 535,8 millions de dollars, contre 421,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 114,8 millions de dollars (voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*).

Le BAIIA ajusté des neuf mois clos le 30 septembre 2021 s'est élevé à 778,5 millions de dollars, contre 616,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, en hausse de 162,2 millions de dollars, ou 26,3 %. Une analyse plus détaillée de cette variation est présentée dans le rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice net figurant ci-après (se reporter à la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*).

Sommaire du BAIIA ajusté pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021

Le BAIIA ajusté (voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*) pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 s'est élevé à 252,0 millions de dollars, contre 197,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une hausse de 54,1 millions de dollars, ou 27,3 %. Le BAIIA ajusté des neuf mois clos le 30 septembre 2021 s'est élevé à 778,5 millions de dollars, contre 616,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, en hausse de 162,2 millions de dollars, ou 26,3 %. La répartition du BAIIA ajusté par principale unité d'exploitation de la société et un sommaire des variations figurent ci-après.

BAIIA ajusté par unité d'exploitation (en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice d'exploitation du groupe Services à tarifs réglementés	195,8 \$	146,1 \$	568,1 \$	430,0 \$
Bénéfice d'exploitation du groupe Énergies renouvelables	72,5	67,1	264,7	237,9
Frais d'administration	(15,2)	(14,5)	(48,9)	(50,6)
Autres charges et autres produits	(1,1)	(0,8)	(5,4)	(1,0)
Total du BAIIA ajusté d'AQN	252,0 \$	197,9 \$	778,5 \$	616,3 \$
Variation du BAIIA ajusté (\$)	54,1 \$		162,2 \$	
Variation du BAIIA ajusté (%)	27,3 %		26,3 %	

Variation du BAIIA ajusté (en millions de dollars)	Trois mois clos le 30 septembre 2021			
	Services réglementés	Énergies renouvelables	Siège social	Total
Soldes de la période comparative	146,1 \$	67,1 \$	(15,3) \$	197,9 \$
Installations et placements existants	7,3	(2,3)	(0,3)	4,7
Nouvelles installations et nouveaux placements	41,4	7,1	—	48,5
Révisions tarifaires	(3,2)	—	—	(3,2)
Incidences estimatives de la COVID-19 sur les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent ¹	4,2	—	—	4,2
Effet de change	—	0,6	—	0,6
Frais d'administration	—	—	(0,7)	(0,7)
Total de la variation pour la période	49,7 \$	5,4 \$	(1,0) \$	54,1 \$
Soldes de la période considérée	195,8 \$	72,5 \$	(16,3) \$	252,0 \$

Variation du BAIIA ajusté (en millions de dollars)	Neuf mois clos le 30 septembre 2021			
	Services réglementés	Énergies renouvelables	Siège social	Total
Soldes de la période comparative	430,0 \$	237,9 \$	(51,6) \$	616,3 \$
Installations et placements existants	7,3	(3,2)	(4,4)	(0,3)
Nouvelles installations et nouveaux placements	107,3	25,5	—	132,8
Révisions tarifaires	9,5	—	—	9,5
Incidences estimatives de la COVID-19 sur les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent ¹	14,0	—	—	14,0
Effet de change	—	4,5	—	4,5
Frais d'administration	—	—	1,7	1,7
Total de la variation pour la période	138,1 \$	26,8 \$	(2,7) \$	162,2 \$
Soldes de la période considérée	568,1 \$	264,7 \$	(54,3) \$	778,5 \$

¹ Les incidences de la pandémie de COVID-19 ont été estimées en normalisant les ventes des deux périodes pour tenir compte des fluctuations des conditions météorologiques et en attribuant les autres variations à la pandémie.

GROUPE SERVICES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Le groupe Services à tarifs réglementés exploite des entreprises de services publics à tarifs réglementés qui offraient au 30 septembre 2021 des services de distribution à environ 1 090 000 raccordements dans les secteurs de l'électricité, du gaz naturel, et de l'eau et du traitement des eaux usées, soit environ 283 000 de plus qu'à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation est surtout attribuable à l'acquisition au deuxième semestre de 2020 d'une participation majoritaire dans la société de services publics d'eau ESSAL au Chili et dans Ascendant aux Bermudes.

La stratégie du groupe Services à tarifs réglementés mise sur la croissance interne et sur des activités d'expansion des affaires tout en faisant preuve de prudence en matière d'acquisitions. Le groupe Services à tarifs réglementés met l'accent sur l'établissement de relations constructives avec les clients et les organismes de réglementation et l'augmentation du nombre de raccordements au sein des collectivités servies en vue de maximiser les résultats.

Type de réseau de services publics

Aux 30 septembre

(en millions de dollars)	2021			2020		
	Actifs	Ventes nettes des services publics ¹	Total des raccordements ²	Actifs	Ventes nettes des services publics ¹	Total des raccordements ²
Électricité	4 618,1	539,4	307 000	2 760,0	404,8	267 000
Gaz naturel	1 518,4	211,2	371 000	1 426,0	194,6	370 000
Eau et eaux usées	836,1	166,6	412 000	550,4	92,9	170 000
Autres	265,8	68,7		106,2	36,4	
Total	7 238,4 \$	985,9 \$	1 090 000	4 842,6 \$	728,7 \$	807 000

Cumul des passifs d'impôts reportés

575,0 \$

486,8 \$

¹ Ventes nettes des services publics pour les neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020. Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Le total des raccordements correspond à la somme de tous les raccordements utilisés et des raccordements dans des propriétés vacantes.

Le groupe Services à tarifs réglementés combine le rendement de ses activités de services publics par type de réseau – réseaux de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de traitement des eaux usées.

Les réseaux de distribution d'électricité à tarifs réglementés sont situés dans les États américains de la Californie, du New Hampshire, du Missouri, du Kansas, de l'Oklahoma et de l'Arkansas, ainsi qu'aux Bermudes; ensemble, ils comptent environ 307 000 raccordements.

Les réseaux de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés servent environ 371 000 raccordements situés dans les États américains du New Hampshire, de l'Illinois, de l'Iowa, du Missouri, de la Géorgie, du Massachusetts, de New York et dans la province canadienne du Nouveau-Brunswick.

Les réseaux de services publics de distribution d'eau et de traitement des eaux usées à tarifs réglementés comptent environ 412 000 raccordements dans les États américains de l'Arkansas, de l'Arizona, de la Californie, de l'Illinois, du Missouri et du Texas, ainsi qu'au Chili.

Résultats de la consommation du troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021

Réseaux de distribution d'électricité	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Électricité				
Résidentiels	261 200	228 200	261 200	228 000
Commerciaux et industriels	42 100	38 300	41 900	38 200
Total – Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Électricité	303 300	266 500	303 100	266 200

Consommation des clients (en GWh)				
Résidentiels	771,8	678,1	2 188,0	1 847,9
Commerciaux et industriels	1 009,9	916,7	2 801,8	2 509,7
Total de la consommation des clients (en GWh)	1 781,7	1 594,8	4 989,8	4 357,6

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la consommation des réseaux de distribution d'électricité a totalisé 1 781,7 GWh, contre 1 594,8 GWh pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 186,9 GWh, ou 11,7 %. L'augmentation de la consommation d'électricité est principalement attribuable à l'acquisition d'Ascendant au quatrième trimestre de 2020, qui a contribué à hauteur de 160,1 GWh, ainsi qu'à un nombre plus élevé de degrés-jours de refroidissement au réseau Empire par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la consommation des réseaux de distribution d'électricité a totalisé 4 989,8 GWh, contre 4 357,6 GWh pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 632,2 GWh, ou 14,5 %. L'augmentation de la consommation d'électricité est principalement attribuable à l'acquisition d'Ascendant au quatrième trimestre de 2020, qui a contribué à hauteur de 394,9 GWh, ainsi qu'aux conditions météorologiques favorables au réseau Empire par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Réseaux de distribution de gaz naturel	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Gaz naturel				
Résidentiels	315 900	316 200	318 700	317 300
Commerciaux et industriels	37 700	37 100	37 900	37 700
Total – Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Gaz naturel	353 600	353 300	356 600	355 000

Consommation des clients (en millions d'unités thermiques britanniques (« MBTU »))				
Résidentiels	1 211 000	1 222 000	14 878 000	15 192 000
Commerciaux et industriels	1 983 000	1 945 000	12 970 000	13 205 000
Total de la consommation des clients (en MBTU)	3 194 000	3 167 000	27 848 000	28 397 000

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la consommation des réseaux de distribution de gaz naturel a totalisé 3 194 000 MBTU, contre 3 167 000 MBTU pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 27 000 MBTU, ou 0,9 %. L'augmentation est attribuable surtout aux conditions météorologiques favorables aux réseaux Mid-States, New York et EnergyNorth.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la consommation des réseaux de distribution de gaz naturel a totalisé 27 848 000 MBTU, contre 28 397 000 MBTU pour la période correspondante de 2020, soit une diminution de 549 000 MBTU, ou 1,9 %. La diminution est attribuable surtout à la baisse des ventes découlant des températures plus chaudes aux réseaux Mid-States, New Brunswick, Energy North et New England.

Réseaux de distribution d'eau et de traitement des eaux usées

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Eau				
Raccordements au réseau de traitement des eaux usées	47 000	45 500	46 500	45 100
Raccordements au réseau de distribution d'eau	360 200	117 000	359 200	116 600
Total – Moyenne des raccordements utilisés pour la période – Eau	407 200	162 500	405 700	161 700
Approvisionnement en gallons (en millions de gallons)				
Eaux usées traitées	701	633	2 041	1 896
Eau fournie	7 846	5 401	20 900	12 253
Total de l'approvisionnement en gallons (en millions de gallons)	8 547	6 034	22 941	14 149

Au cours des trois mois clos le 30 septembre 2021, les réseaux de distribution d'eau et de traitement des eaux usées ont fourni quelque 7 846 millions de gallons d'eau à leurs clients et traité quelque 701 millions de gallons d'eaux usées, comparativement aux 5 401 millions de gallons d'eau fournis et aux 633 millions de gallons d'eaux usées traités au cours de la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 2 513 millions du total de gallons fournis, ou 41,6 %. La hausse s'explique surtout par l'acquisition d'ESSAL au quatrième trimestre de 2020, qui a accru la distribution d'eau de 2 687 millions de gallons.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les réseaux de distribution d'eau et de traitement des eaux usées ont fourni quelque 20 900 millions de gallons d'eau à leurs clients et traité quelque 2 041 millions de gallons d'eaux usées, comparativement aux 12 253 millions de gallons d'eau fournis et aux 1 896 millions de gallons d'eaux usées traités au cours de la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 8 792 millions du total de gallons fournis, ou 62,1 %. La hausse s'explique surtout par l'acquisition d'ESSAL au quatrième trimestre de 2020, qui a accru la distribution d'eau de 8 299 millions de gallons.

Résultats d'exploitation du groupe Services à tarifs réglementés pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Ventes et distribution d'électricité des services publics	308,1 \$	218,7 \$	922,1 \$	563,0 \$
Moins : Coût des ventes – Électricité	(94,4)	(58,1)	(382,7)	(158,2)
Ventes nettes des services publics – Électricité ¹	213,7	160,6	539,4	404,8
Ventes et distribution de gaz naturel des services publics	56,2	49,2	325,2	290,8
Moins : Coût des ventes – Gaz naturel	(14,5)	(13,3)	(114,0)	(96,2)
Ventes nettes des services publics – Gaz naturel ¹	41,7	35,9	211,2	194,6
Ventes des services publics – Distribution d'eau et traitement des eaux usées	64,0	39,4	176,6	102,1
Moins : Coût des ventes – Eau	(3,9)	(3,7)	(10,0)	(9,2)
Ventes nettes des services publics – Distribution d'eau et traitement des eaux usées ¹	60,1	35,7	166,6	92,9
Transport du gaz naturel	6,4	6,1	28,7	27,0
Autres produits	14,5	3,3	40,0	9,4
Ventes nettes des services publics¹	336,4	241,6	985,9	728,7
Charges d'exploitation	(150,9)	(97,5)	(448,8)	(309,8)
Autres produits	4,5	0,3	14,9	5,9
LHVC ²	5,8	1,7	16,1	5,2
Bénéfice d'exploitation de la division^{1, 3}	195,8 \$	146,1 \$	568,1 \$	430,0 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Le bénéfice au titre de la LHVC représente la valeur des attributs fiscaux nets monétisés par le groupe Services à tarifs réglementés au cours de la période aux centrales solaires Luning et Turquoise et à la centrale éolienne Empire.

³ Certains éléments de la période correspondante de l'exercice précédent ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2021

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Services à tarifs réglementés a comptabilisé un bénéfice d'exploitation (excluant les frais d'administration du siège social) de 195,8 millions de dollars, contre 146,1 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Trois mois clos le 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période comparative¹	146,1 \$
Installations existantes	
Électricité : Augmentation attribuable à un nombre plus élevé de degrés-jours de refroidissement au réseau Empire, en partie contrebalancée par une hausse des coûts d'exploitation aux réseaux Empire, CalPeco et Granite State.	1,3
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout à une augmentation des produits tirés du mécanisme lié au Plan d'amélioration du réseau de distribution de gaz au réseau New England, ainsi qu'à une hausse des tarifs pour les nouveaux raccordements et une baisse des coûts d'exploitation au réseau Gas New Brunswick.	3,0
Eau	(0,3)
Autres : Augmentation attribuable essentiellement aux montants recouvrables liés à l'événement météorologique extrême du Midwest.	3,3
	7,3
Nouvelles installations	
Électricité : Acquisition d'Ascendant (novembre 2020) et des centrales éoliennes Empire (2021).	32,9
Eau : Acquisition d'ESSAL (octobre 2020).	8,5
	41,4
Révisions tarifaires	
Électricité : Diminution attribuable surtout à des produits non récurrents au troisième trimestre de 2020 du fait d'une hausse des tarifs alors en vigueur au premier trimestre de 2019, contrebalancée en partie par l'entrée en vigueur de hausses tarifaires liées au mécanisme d'ajustement après l'exercice de référence au réseau CalPeco.	(6,3)
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux EnergyNorth et Peach State.	1,6
Eau : Augmentation attribuable à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux Park Water et Apple Valley.	1,5
	(3,2)
Incidences estimatives de la COVID-19 sur les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent²	4,2
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	195,8 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Les incidences de la pandémie de COVID-19 ont été estimées en normalisant les ventes des deux périodes pour tenir compte des fluctuations des conditions météorologiques et en attribuant les autres variations à la pandémie.

Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2021

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Services à tarifs réglementés a comptabilisé un bénéfice d'exploitation (excluant les frais d'administration du siège social) de 568,1 millions de dollars, contre 430,0 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Neuf mois clos le 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période comparative¹	430,0 \$
Installations existantes	
Électricité : Diminution attribuable surtout à une augmentation des coûts de carburant non transférés aux clients au réseau Empire, ainsi qu'à une hausse des coûts d'exploitation aux réseaux CalPeco et Granite State, le tout contrebalancé en partie par une baisse des coûts d'exploitation au réseau Empire.	(12,0)
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout aux ajustements d'impôts fonciers favorables aux réseaux EnergyNorth et Midstates, à une augmentation des produits tirés du mécanisme lié au Plan d'amélioration du réseau de distribution de gaz au réseau New England, ainsi qu'à une baisse des coûts d'exploitation aux réseaux New Brunswick et EnergyNorth.	9,7
Eau : Augmentation attribuable à une hausse de la consommation et au nombre plus élevé de raccordements aux réseaux Beardsley et Litchfield Park.	2,0
Autres : Augmentation attribuable surtout à une hausse des bénéfices tirés du placement dans le réseau San Antonio et aux montants recouvrables liés à l'événement météorologique extrême du Midwest.	7,6
	7,3
Nouvelles installations	
Électricité : Acquisition d'Ascendant (novembre 2020) et des centrales éoliennes Empire (2021).	79,0
Eau : Acquisition d'ESSAL (octobre 2020).	28,3
	107,3
Révisions tarifaires	
Électricité : Augmentation attribuable surtout à l'entrée en vigueur de hausses tarifaires liées au mécanisme d'ajustement après l'exercice de référence au réseau CalPeco, ainsi qu'à l'entrée en vigueur de hausses tarifaires au réseau Granite State, le tout contrebalancé en grande partie par des produits non récurrents au troisième trimestre de 2020 du fait d'une hausse des tarifs alors en vigueur au premier trimestre de 2019 au réseau CalPeco.	0,1
Gaz naturel : Augmentation attribuable surtout à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux EnergyNorth et Peach State.	7,9
Eau : Augmentation attribuable à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs aux réseaux Park Water et Apple Valley.	1,5
	9,5
Incidences estimatives de la COVID-19 sur les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent²	14,0
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	568,1 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Les incidences de la pandémie de COVID-19 ont été estimées en normalisant les ventes des deux périodes pour tenir compte des fluctuations des conditions météorologiques et en attribuant les autres variations à la pandémie.

Procédures réglementaires

Le tableau qui suit résume les procédures réglementaires importantes en cours dans lesquelles le groupe Services à tarifs réglementés est une des parties² :

Service public	État	Type de mesure réglementaire	Demande tarifaire (en millions)	Situation actuelle
Révision des tarifs terminée				
EnergyNorth Gas System	New Hampshire	Révision générale des tarifs	13,5 \$	EnergyNorth a reçu une ordonnance à l'égard du règlement inscrit concernant sa demande déposée en juillet 2020 relativement à une augmentation permanente des produits annuels. L'ordonnance prévoit une augmentation de 1,3 million de dollars des produits de distribution à compter du 1^{er} août 2021 en excédent de l'augmentation temporaire précédemment autorisée (les taux autorisés entraînent une augmentation de 7,6 millions de dollars), un ajustement par étape additionnel de 4,0 millions de dollars en 2021 sous réserve d'une audience devant avoir lieu au quatrième trimestre de 2021 et devant entrer en vigueur peu de temps après, une deuxième augmentation par étape additionnelle de 3,2 millions de dollars devrait entrer en vigueur le 1^{er} août 2022. En outre, un mécanisme de rapprochement de l'impôt foncier a été approuvé. Par suite de l'ordonnance, les augmentations de taux sont entrées en vigueur le 1^{er} août 2021, à l'exception de l'ajustement par étape de 2021, d'ici la tenue de l'audience susmentionnée. Le recouvrement des coûts de faisabilité de Granite Bridge qui étaient inclus dans une demande additionnelle présentée en novembre 2020 ont fait l'objet d'une audience distincte qui a eu lieu en juin 2021. Une ordonnance rejetant le recouvrement des coûts de Granite Bridge faisant partie du litige a été reçue en octobre 2021. Dans l'ordonnance, la New Hampshire Public Utilities Commission a rejeté le recouvrement des coûts liés au projet Granite Bridge en se fondant sur une interprétation d'une loi du New Hampshire qui interdit le recouvrement des coûts de travaux de construction en cours. La société a l'intention de demander une nouvelle audience sur cette question

² Les demandes tarifaires ne comprennent pas toutes des ajustements par étapes.

Service public	État	Type de mesure réglementaire	Demande tarifaire (en millions)	Situation actuelle
ESSAL	Chili	Processus d'établissement tarifaire	S. O.	Le processus d'établissement tarifaire d'ESSAL a commencé en avril 2020 et visait l'établissement des tarifs pour la période de cinq ans allant de septembre 2021 à septembre 2026. Le 30 juillet 2021, ESSAL et l'organisme de réglementation du secteur de l'eau au Chili, la Superintendencia de Servicios Sanitarios, sont parvenus à un règlement concernant le processus d'établissement tarifaire d'ESSAL, qui établit la base tarifaire d'ESSAL pour la période de septembre 2021 à septembre 2026. À la lumière des conditions du règlement, les produits d'ESSAL pour l'exercice 2022 devraient augmenter d'environ 2,7 millions de dollars. Les nouveaux tarifs devraient entrer en vigueur à la publication de l'arrêté tarifaire par le contrôleur général au premier trimestre de 2022.
Autres	Autres	Révision générale des tarifs	1,5 \$	Approbation d'une hausse des tarifs d'environ 0,8 million de dollars pour une entreprise de services publics de gaz naturel et de traitement des eaux usées.
Révisions de tarifs en attente				
Empire	Missouri	Révision générale des tarifs	79,9 \$	Le 28 mai 2021, Empire a déposé une demande de révision tarifaire basée sur une année test historique de 12 mois se terminant le 30 septembre 2020, assortie d'une période de mise à jour allant jusqu'au 30 juin 2021, en vue de recouvrer un manque à gagner annuel de 50,0 millions de dollars, soit une augmentation de 7,61 % du total des produits d'exploitation du tarif de base, selon une base tarifaire de 2,6 milliards de dollars, qui comprend les centrales éoliennes Empire récemment achevées. Empire a demandé un rendement des capitaux propres (« RCP ») de 10 % et une structure du capital de 52 %. En outre, Empire demande une augmentation annuelle supplémentaire de 29,9 millions de dollars liée à l'incidence de l'événement météorologique extrême du Midwest. Empire a indiqué dans son témoignage direct qu'elle était au courant de la loi permettant la titrisation des coûts de l'événement météorologique extrême du Midwest. Le 6 juillet 2021, le projet de loi a été promulgué, et la date d'entrée en vigueur a été fixée au 28 août 2021. Empire demandera une mise à jour de sa demande au moyen d'un ajustement isolé effectué en dehors de son année test et de sa période de mise à jour afin de refléter la titrisation de ces coûts.
Empire	Kansas	Révision générale des tarifs	4,5 \$	Le 27 mai 2021, Empire a soumis une demande de révision tarifaire abrégée visant à récupérer un manque à gagner de 4,5 millions de dollars associé à l'ajout des centrales éoliennes Neosho Ridge, King's Point et North Fork Ridge, à la mise hors service d'Asbury et aux investissements dans des centrales non liées à la croissance depuis la révision tarifaire de 2019. Le 15 septembre 2021, Empire a présenté une mise à jour des besoins en produits qui tenait compte des coûts quasi définitifs associés aux centrales éoliennes.
Réseau CalPeco	Californie	Révision générale des tarifs	35,7 \$	Le 28 mai 2021, le réseau CalPeco a déposé une demande d'augmentation des produits de 35,7 millions de dollars pour 2022, sur la base d'un RCP de 10,5 % et d'une structure du capital de 54 %.

Service public	État	Type de mesure réglementaire	Demande tarifaire (en millions)	Situation actuelle
Réseau Apple Valley Ranchos	Californie	Révision générale des tarifs	2,9 \$	Le 2 juillet 2021, le réseau Apple Valley Ranchos a déposé une demande d'augmentation des produits de 2,9 millions de dollars pour 2022, de 2,1 millions de dollars pour 2023 et de 2,3 millions de dollars pour 2024, sur la base d'un RCP de 9,4 % et d'une structure de capital de 57 %.
Réseau Park	Californie	Révision générale des tarifs	5,5 \$	Le 2 juillet 2021, le réseau Park a déposé une demande d'augmentation des produits de 5,5 millions de dollars pour 2022, de 1,8 million de dollars pour 2023 et de 1,8 million de dollars pour 2024, sur la base d'un RCP de 9,4 % et d'une structure de capital de 57 %.
Empire District Gas Company	Missouri	Révision générale des tarifs	1,4 \$	Le 23 août 2021, Empire District Gas Company a déposé une demande d'augmentation des produits de 1,4 million de dollars, sur la base d'un RCP de 10 % et d'une structure du capital de 52,44 %.
BELCO	Bermudes	Révision générale des tarifs	34,8 \$	Le 30 septembre 2021, BELCO a déposé une demande de répartition des produits dans laquelle elle demandait une augmentation de 34,8 millions de dollars pour 2022 et une augmentation de 6,1 millions de dollars pour 2023.
Autres	Autres	Autres	0,1 \$	Autres révisions de tarifs en attente dans deux entreprises de services publics de traitement des eaux usées.

Procédures réglementaires liées aux acquisitions

New York American Water

Le 20 novembre 2019, une filiale de la société a conclu une convention d'achat d'actions avec American Water Works Company Inc. (« American Water ») et New York American Water Company, Inc. (« New York American Water ») aux fins de l'achat de toutes les actions en circulation de New York American Water. La société a cédé la convention d'achat d'actions à sa filiale Liberty Utilities (Eastern Water Holdings) Corp. (« Liberty Eastern ») en février 2021. New York American Water est une entreprise de services publics à tarifs réglementés de distribution d'eau et de traitement des eaux usées servant les clients de sept comtés du sud-est de l'État de New York. Le 29 juin 2021, American Water, New York American Water et Liberty Eastern ont signé une lettre prolongeant la date de clôture de la convention d'achat d'actions jusqu'au 3 janvier 2022.

Le 28 février 2020, Liberty Eastern et American Water ont déposé une requête conjointe auprès de la Public Service Commission de l'État de New York sollicitant une approbation concernant l'acquisition. Une conférence procédurale a été tenue le 19 octobre 2021, dans le cadre de laquelle le point a été fait sur les discussions de règlement. La clôture de l'acquisition devrait avoir lieu dans les délais prévus dans la convention d'achat d'actions.

GROUPE ÉNERGIES RENOUVELABLES

Production d'électricité pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021

(Rendement en GWh vendus)	Ressources moyennes à long terme	Trois mois clos les 30 septembre		Ressources moyennes à long terme	Neuf mois clos les 30 septembre	
		2021	2020		2021	2020
Centrales hydroélectriques						
Maritimes	20,7	15,6	7,1	110,6	87,5	77,6
Québec	62,3	54,1	59,6	200,7	192,2	201,2
Ontario	26,9	21,0	25,4	94,2	69,4	76,3
Ouest	23,8	17,4	24,4	52,4	40,8	56,2
	133,7	108,1	116,5	457,9	389,9	411,3
Centrales éoliennes – Canada						
St-Damase	16,9	14,9	16,8	54,2	52,5	55,0
St. Leon	87,9	88,2	89,3	308,8	295,0	308,1
Red Lily ¹	20,4	19,5	20,5	64,4	64,9	66,4
Morse	22,6	22,5	24,7	78,3	76,2	79,7
Amherst	43,2	31,1	38,2	161,9	135,6	145,7
	191,0	176,2	189,5	667,6	624,2	654,9
Centrales éoliennes – États-Unis						
Sandy Ridge	29,9	23,1	21,8	114,7	93,1	102,7
Minonk	128,7	91,9	84,5	483,9	427,4	423,4
Senate	91,7	88,9	91,5	380,4	336,4	359,6
Shady Oaks	54,5	41,3	49,8	255,1	218,5	216,7
Odell	155,1	128,5	162,0	593,8	505,6	582,5
Deerfield	96,6	83,5	88,6	378,1	365,1	366,8
Sugar Creek ²	97,5	77,6	—	276,8	237,0	—
Maverick Creek ³	419,1	351,3	—	1 255,4	1 036,2	—
	1 073,1	886,1	498,2	3 738,2	3 219,3	2 051,7
Centrales solaires						
Cornwall	4,8	4,8	5,1	12,5	12,5	12,8
Bakersfield	25,0	20,1	20,9	64,2	56,9	53,5
Great Bay ⁴	56,2	59,4	52,1	168,1	167,6	131,2
Altavista ⁵	42,1	50,7	—	108,2	95,4	—
	128,1	135,0	78,1	353,0	332,4	197,5
Rendement – Énergies renouvelables	1 525,9	1 305,4	882,3	5 216,7	4 565,8	3 315,4
Centrales thermiques						
Windsor Locks	s. o. ⁶	33,4	27,7	s. o. ²	97,8	88,1
Sanger	s. o. ⁶	73,4	29,3	s. o. ²	110,9	34,1
		106,8	57,0		208,7	122,2
Rendement total		1 412,2	939,3		4 774,5	3 437,6

- ¹ AQN détient une participation de 75 %, mais comptabilise la centrale à la valeur de consolidation. Les chiffres présentent la production d'énergie totale de la centrale.
- ² Pleine capacité commerciale le 9 novembre 2020. En raison d'une erreur de fabrication des pales de rotor, 26 des 40 éoliennes ont initialement été fermées. L'entente d'exploitation contient les clauses habituelles relatives aux dommages-intérêts en faveur de la société pour les pertes de produits d'exploitation attribuables aux interruptions. Toutes les éoliennes touchées ont été remises en service le 29 septembre 2021. Les ressources moyennes à long terme pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été ajustées pour tenir compte des éoliennes fonctionnelles durant ces périodes.
- ³ Mise en service partielle le 6 novembre 2020 et pleine capacité commerciale le 21 avril 2021. En raison d'une erreur de fabrication des pales de rotor, 26 des 73 éoliennes ont initialement été fermées. L'entente d'exploitation contient les clauses habituelles relatives aux dommages-intérêts en faveur de la société pour les pertes de produits d'exploitation attribuables aux interruptions. Toutes les éoliennes touchées ont été remises en service le 7 juin 2021 (se reporter à la rubrique *Activités d'aménagement de la société* pour en savoir davantage). Les ressources à long terme pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été ajustées pour tenir compte des éoliennes fonctionnelles durant ces périodes.
- ⁴ Une partie de la centrale solaire Great Bay II a commencé son exploitation partielle le 15 avril 2020, la mise en service totale ayant eu lieu le 13 août 2020.
- ⁵ Mise en service partielle le 8 mars 2021 et pleine capacité commerciale le 1er juin 2021. Avant le 9 avril 2021, AQN détenait une participation de 50 % dans la centrale. Le 9 avril 2021, AQN a fait l'acquisition de la participation restante de 50 % qu'elle ne détenait pas déjà. Les chiffres présentent la production d'énergie totale de la centrale.
- ⁶ Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel.

Performance du groupe Énergies renouvelables pour le troisième trimestre de 2021

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Énergies renouvelables a produit 1 412,2 GWh d'électricité, contre 939,3 GWh pour la période correspondante de 2020.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les centrales hydroélectriques ont produit 108,1 GWh d'électricité, contre 116,5 GWh pour la période correspondante de 2020, en baisse de 7,2 %. L'électricité produite a représenté 80,9 % des ressources moyennes à long terme, contre 87,1 % pour la période correspondante de 2020. Au cours du trimestre, la production de l'ensemble des régions a été inférieure à leurs ressources moyennes à long terme respectives.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les centrales éoliennes ont produit 1 062,3 GWh d'électricité, contre 687,7 GWh pour la période correspondante de 2020, en hausse de 54,5 %. L'augmentation de la production est attribuable essentiellement à l'ajout de la centrale éolienne Sugar Creek, qui a atteint la pleine capacité commerciale le 9 novembre 2020, et de la centrale éolienne Maverick Creek, qui a atteint la pleine capacité commerciale le 21 avril 2021. Compte non tenu des nouvelles centrales, la production a été inférieure de 8,6 % à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Les centrales éoliennes ont généré de l'électricité équivalant à 84,0 % des ressources moyennes à long terme, contre 92,0 % pour la période correspondante de 2020.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les centrales solaires ont produit 135,0 GWh d'électricité, contre 78,1 GWh pour la période correspondante de 2020, en hausse de 72,9 %. Cette hausse s'explique surtout par l'ajout de la centrale solaire Great Bay II, qui a été partiellement mise en service le 15 avril 2020 et qui a atteint sa pleine capacité commerciale le 13 août 2020, et de la centrale solaire Altavista qui a été partiellement mise en service le 8 mars 2021 et qui a atteint sa pleine capacité le 1^{er} juin 2021. Compte non tenu des nouvelles centrales, la production a été inférieure de 1,6 % à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Les centrales solaires ont généré de l'électricité équivalant à 105,4 % des ressources moyennes à long terme, contre 90,8 % pour la période correspondante de 2020.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les centrales thermiques ont produit 106,8 GWh d'électricité, contre 57,0 GWh pour la période correspondante de 2020. Au cours des trois mois clos le 30 septembre 2021, la centrale thermique Windsor Locks a produit 95,3 milliards de livres de vapeur, contre 102,4 milliards de livres de vapeur pour la période correspondante de 2020.

Performance du groupe Énergies renouvelables depuis le début de l'exercice 2021

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Énergies renouvelables a produit 4 774,5 GWh d'électricité, contre 3 437,6 GWh pour la période correspondante de 2020.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les centrales hydroélectriques ont produit 389,9 GWh d'électricité, contre 411,3 GWh pour la période correspondante de 2020, en baisse de 5,2 %. L'électricité produite a représenté 85,1 % des ressources moyennes à long terme, contre 89,8 % pour la période correspondante de 2020.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les centrales éoliennes ont produit 3 843,5 GWh d'électricité, contre 2 706,6 GWh pour la période correspondante de 2020, en hausse de 42,0 %. L'augmentation de la production est attribuable essentiellement à l'ajout de la centrale éolienne Sugar Creek, qui a atteint la pleine capacité commerciale le 9 novembre 2020, et de la centrale éolienne Maverick Creek, qui a atteint la pleine capacité commerciale le 21 avril 2021. Compte non tenu des nouvelles centrales, la production a été inférieure de 5,3 % à celle de la même période de l'exercice précédent. Les centrales éoliennes ont généré de l'électricité équivalant à 87,2 % des ressources moyennes à long terme, contre 94,2 % pour la période correspondante de 2020.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les centrales solaires ont produit 332,4 GWh d'électricité, contre 197,5 GWh pour la période correspondante de 2020, en hausse de 68,3 %. Cette hausse s'explique surtout par l'ajout de la centrale solaire Great Bay II, qui a été partiellement mise en service le 15 avril 2020 et qui a atteint sa pleine capacité commerciale le 13 août 2020, et de la centrale solaire Altavista qui a été partiellement mise en service le 8 mars 2021 et qui a atteint sa pleine capacité commerciale le 1^{er} juin 2021. Compte non tenu des nouvelles centrales, la production a été supérieure de 1,8 % à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Les centrales solaires ont généré de l'électricité équivalant à 94,2 % des ressources moyennes à long terme, contre 86,1 % pour la période correspondante de 2020.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les centrales thermiques ont produit 208,7 GWh d'électricité, contre 122,2 GWh pour la période correspondante de 2020. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la centrale thermique Windsor Locks a produit 374,9 milliards de livres de vapeur, contre 430,5 milliards de livres de vapeur pour la période correspondante de 2020.

Résultats d'exploitation du groupe Énergies renouvelables pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2021	2020	2021	2020
Produits¹				
Centrales hydroélectriques	9,9 \$	9,2 \$	31,6 \$	29,0 \$
Centrales éoliennes	42,9	30,2	101,8	114,8
Centrales solaires	9,3	6,9	21,4	16,4
Centrales thermiques	11,5	9,8	27,5	22,1
Total des produits	73,6 \$	56,1 \$	182,3 \$	182,3 \$
Moins :				
Coût des ventes – Énergie ²	(3,2)	(1,8)	(8,8)	(3,8)
Coût des ventes – Énergie thermique	(8,7)	(3,2)	(17,1)	(7,9)
Gain réalisé (perte réalisée) sur les couvertures ³	(0,5)	(0,3)	(0,1)	(1,0)
Ventes nettes d'énergie⁷	61,2 \$	50,8 \$	156,3 \$	169,6 \$
Crédits d'énergie renouvelable (« CER ») ⁴	5,3	2,7	13,8	8,3
Autres produits	0,1	0,7	0,7	1,8
Total des produits, montant net	66,6 \$	54,2 \$	170,8 \$	179,7 \$
Charges et autres produits				
Charges d'exploitation	(26,3)	(18,5)	(79,5)	(54,6)
Revenu de dividendes, intérêts créditeurs, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres produits ⁵	22,1	21,3	70,5	68,9
Incidences de l'événement de disruption des marchés sur la centrale éolienne Senate	—	—	53,4	—
Bénéfice au titre de la LHVC ⁸	10,1	10,1	49,5	43,9
Bénéfice d'exploitation de la division^{6, 7}	72,5 \$	67,1 \$	264,7 \$	237,9 \$

¹ De nombreuses CAE du groupe Énergies renouvelables prévoient des hausses tarifaires annuelles. Toutefois, une variation des niveaux de production moyens pondérés découlant d'une hausse de la production moyenne des centrales dégageant des tarifs énergétiques moindres peut faire en sorte que la division obtienne un tarif énergétique moyen pondéré inférieur à celui de la période correspondante de l'exercice précédent. Comprennent les incidences de l'événement de disruption des marchés sur la centrale éolienne Senate.

² Le coût des ventes – Énergie représente les achats d'énergie faits dans la région des Maritimes afin de répondre aux ventes d'énergie de la centrale hydroélectrique Tinker, dont l'énergie est vendue à des clients de détail et industriels en vertu de contrats pluriannuels.

³ Voir la note 21b) iv) des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

⁴ Les projets d'énergie renouvelable admissibles reçoivent des certificats de crédit d'énergie renouvelable (« CER ») pour la production et la livraison d'énergie renouvelable au réseau électrique. Les CER constituent la preuve que 1 MWh d'électricité a été produit à partir d'une source d'énergie admissible.

⁵ Comprennent les dividendes reçus d'Atlantica et de parties liées (voir les notes 6 et 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités), ainsi que la participation dans les centrales éoliennes du Texas (Stella, Cranell, East Raymond et West Raymond).

⁶ Certains éléments de la période correspondante de l'exercice précédent ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

⁷ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

⁸ Bénéfice au titre de la LHVC et CIP

Bénéfice au titre de la LHVC et CIP

La LHVC représente la valeur des attributs fiscaux nets générés par le groupe Énergies renouvelables au cours de la période à partir de l'électricité produite par certaines de ses centrales éoliennes et solaires aux États-Unis.

Les crédits d'impôt à la production (« CIP ») sont gagnés à mesure que l'énergie éolienne est produite selon un montant en dollars au kWh prescrit dans les lois fédérales et étatiques applicables. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les centrales admissibles du groupe Énergies renouvelables ont produit respectivement 844,8 GWh et 3 000,8 GWh d'électricité, soit environ 21,1 millions de dollars et 75,0 millions de dollars en CIP gagnés, contre 448,4 GWh et 1 835,0 GWh représentant 11,2 millions de dollars et 45,9 millions de dollars en CIP gagnés pour la période correspondante de 2020. La majeure partie des

CIP a été répartie entre les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux afin de monétiser la valeur des CIP et les autres attributs fiscaux pour AQN qui sont comptabilisés comme bénéfice au titre de la LHVC. Certains CIP ont été utilisés directement par la société pour abaisser le taux d'impôt effectif général.

Résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2021

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les centrales du groupe Énergies renouvelables ont dégagé un bénéfice d'exploitation de 72,5 millions de dollars, contre 67,1 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une hausse de 5,4 millions de dollars, ou 8,0 %, en excluant les frais d'administration du siège social.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Trois mois clos le 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période comparative¹	67,1 \$
Installations et placements existants	
Activités hydroélectriques : Diminution attribuable surtout à une baisse de la production en Ontario et au Québec, en partie contrebalancée par des prix favorables dans l'Ouest.	(0,3)
Activités éoliennes au Canada : Diminution surtout attribuable à la baisse de la production, en partie contrebalancée par la réception d'un paiement d'assurance et la disponibilité des produits de la centrale éolienne Amherst.	(0,1)
Activités éoliennes aux États-Unis : Augmentation surtout attribuable aux prix de l'énergie favorables et aux produits tirés des CER, en partie contrebalancée par la baisse de la production et la hausse des coûts d'exploitation dans l'ensemble des centrales éoliennes aux États-Unis.	0,2
Centrales solaires : Augmentation surtout attribuable à la hausse des produits tirés des CER, en partie contrebalancée par la hausse des coûts d'exploitation aux centrales solaires Bakersfield et Great Bay.	0,1
Activités thermiques : Diminution principalement attribuable à l'augmentation des impôts fonciers pour la centrale Windsor Locks et à l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone et à la baisse des prix liés à la capacité à la centrale Sanger.	(4,2)
Placements : Augmentation attribuable surtout à la hausse des dividendes reçus du placement d'AQN dans Atlantica. ²	2,8
Autres : Diminution principalement attribuable à des produits tirés de contrats de location non récurrents reçus en 2020 avant que la centrale éolienne de Sugar Creek atteigne sa pleine capacité commerciale.	(0,8)
	(2,3)
Nouvelles installations et nouveaux placements	
Activités éoliennes aux États-Unis : Atteinte de la pleine capacité commerciale pour la centrale Sugar Creek (novembre 2020) et la centrale Maverick Creek (avril 2021).	6,8
Activités solaires : Atteinte de la pleine capacité commerciale pour la centrale Great Bay II (août 2020) et la centrale Altavista (juin 2021).	2,5
Autres : Diminution attribuable essentiellement à une perte comptabilisée à la valeur de consolidation liée au placement dans les centrales éoliennes côtières au Texas (Stella, Cranell, East Raymond et West Raymond), découlant de la baisse de la production et des prix défavorables.	(2,2)
	7,1
Variation	0,6
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	72,5 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Voir les notes 6 et 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Résultats d'exploitation depuis le début de l'exercice 2021

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les centrales du groupe Énergies renouvelables ont dégagé un bénéfice d'exploitation de 264,7 millions de dollars, contre 237,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une hausse de 26,8 millions de dollars, ou 11,3 %, en excluant les frais d'administration du siège social.

Les principales variations figurent dans le tableau ci-dessous :

(en millions de dollars)	Neuf mois clos le 30 septembre
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période comparative¹	237,9 \$
Installations existantes	
Activités hydroélectriques : Diminution attribuable surtout à une hausse des charges d'exploitation au Québec et dans les Maritimes.	(2,2)
Activités éoliennes au Canada : Diminution attribuable essentiellement à une baisse de la production.	(1,4)
Activités éoliennes aux États-Unis : Diminution attribuable essentiellement à une baisse de la production aux centrales Minonk, Sandy Ridge, Senate et Odell.	(0,7)
Activités solaires : Augmentation attribuable essentiellement aux produits tirés des CER et aux prix en fonction de la puissance favorables à la centrale Great Bay I.	0,3
Activités thermiques : Diminution principalement attribuable à l'augmentation des impôts fonciers pour la centrale Windsor Locks et à l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone et aux prix défavorables liés à la capacité à la centrale Sanger.	(5,2)
Placements : Augmentation attribuable surtout à la hausse des dividendes reçus du placement d'AQN dans Atlantica. ²	7,5
Autres : Diminution principalement attribuable à des produits tirés de contrats de location non récurrents reçus en 2020 avant que la centrale éolienne de Sugar Creek atteigne sa pleine capacité commerciale.	(1,5)
	(3,2)
Nouvelles installations et nouveaux placements	
Activités éoliennes aux États-Unis : Atteinte de la pleine capacité commerciale pour la centrale Sugar Creek (novembre 2020) et pour la centrale Maverick Creek (avril 2021).	25,4
Activités solaires : Atteinte de la pleine capacité commerciale pour la centrale Great Bay II (août 2020) et pour la centrale Altavista (juin 2021).	5,7
Autres : Diminution attribuable à une perte comptabilisée à la valeur de consolidation liée au placement dans les centrales éoliennes côtières du Texas (Stella, Cranell, East Raymond et West Raymond), du fait principalement de l'événement météorologique extrême du Midwest.	(5,6)
	25,5
Change	4,5
Bénéfice d'exploitation de la division pour la période considérée¹	264,7 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Voir les notes 6 et 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

AQN : FRAIS DU SIÈGE SOCIAL ET AUTRES CHARGES

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Frais du siège social et autres charges :				
Frais d'administration	15,2 \$	14,5 \$	48,9 \$	50,6 \$
Perte (gain) de change	1,3	(0,9)	3,4	(5,6)
Intérêts débiteurs	51,7	45,6	159,4	136,6
Amortissement	96,6	71,5	292,2	226,1
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur	139,1	23,4	183,5	(95,7)
Intérêts créditeurs, revenu de dividendes, quote-part du résultat des entités comptabilisées à la valeur de consolidation et autres pertes (produits) ¹	1,8	(0,4)	6,3	(1,5)
Coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service	3,9	2,4	11,4	9,3
Autres pertes nettes	0,9	16,9	11,1	44,8
Perte (gain) sur instruments financiers dérivés	1,8	(0,3)	2,1	(1,7)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(19,4)	(19,7)	(45,2)	13,5

¹ Exclut les produits qui se rapportent directement aux groupes Services à tarifs réglementés et Énergies renouvelables (présentés dans les rubriques pertinentes).

Frais du siège social et autres charges du troisième trimestre de 2021

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les frais d'administration ont totalisé 15,2 millions de dollars, par rapport à 14,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2020.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les intérêts débiteurs se sont établis à 51,7 millions de dollars, par rapport à 45,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'augmentation est surtout attribuable à l'acquisition d'Ascendant et d'ESSAL ainsi qu'aux capitaux déployés en lien surtout avec des projets d'énergie renouvelable qui ont atteint leur pleine capacité commerciale.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la charge d'amortissement a totalisé 96,6 millions de dollars, par rapport à 71,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La hausse s'explique surtout par l'augmentation globale des immobilisations corporelles et par l'acquisition d'Ascendant et d'ESSAL.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur a correspondu à une perte de 139,1 millions de dollars, par rapport à une perte de 23,4 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La société comptabilise certains de ses placements, y compris Atlantica, selon la méthode de la juste valeur, de sorte que toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les états des résultats (voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service ont totalisé 3,9 millions de dollars, par rapport à 2,4 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'augmentation est attribuable principalement à la hausse de l'amortissement des comptes réglementaires et des pertes actuarielles nettes, contrebalancée en partie par un rendement des actifs des régimes de retraite plus élevé que prévu.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les autres pertes nettes ont été de 0,9 million de dollars, contre 16,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les pertes nettes de 2021 sont attribuables surtout à des coûts d'acquisition et à des coûts liés à la transition. En 2020, les pertes nettes ont surtout été attribuables aux charges liées à la planification de la relève et au départ à la retraite des membres de la direction, aux coûts liés aux procédures d'expropriation de Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp. et aux coûts liés au projet Granite Bridge. Pour plus de renseignements, voir la note 16 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la perte sur instruments financiers dérivés s'est élevée à 1,8 million de dollars, contre un gain de 0,3 million de dollars pour la période correspondante de 2020. Les pertes et les gains respectivement de 2021 et 2020 ont principalement découlé de pertes et de gains sur les dérivés sur l'énergie par suite de la réévaluation à la valeur de marché.

Un recouvrement d'impôts de 19,4 millions de dollars a été comptabilisé pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, comparativement à un recouvrement d'impôts de 19,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La diminution du recouvrement d'impôt est partiellement attribuable à l'augmentation des crédits d'impôt et de l'amortissement comptabilisés et aux règlements du trop-perçu des impôts reportés en 2020, contrebalancés par l'incidence fiscale associée à la variation de la juste valeur du placement dans Atlantica. Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, la société a comptabilisé des crédits d'impôt à l'investissement (« CII ») et des CIP de 8,8 millions de dollars en lien avec des projets d'énergie renouvelable qui ont été mis en service ou qui devraient l'être d'ici la fin de 2021.

Frais du siège social et autres charges depuis le début de l'exercice 2021

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les frais d'administration ont totalisé 48,9 millions de dollars, par rapport à 50,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La diminution est attribuable principalement à la baisse des frais de déplacement et d'autres frais d'administration, contrebalancée en partie par une hausse des charges salariales, des coûts au titre des avantages du personnel et des honoraires professionnels.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les intérêts débiteurs se sont établis à 159,4 millions de dollars, par rapport à 136,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'augmentation est attribuable principalement à l'acquisition d'Ascendant et d'ESSAL ainsi qu'aux capitaux déployés en 2021, en lien surtout avec des projets d'énergie renouvelable qui ont atteint leur pleine capacité commerciale.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la charge d'amortissement a totalisé 292,2 millions de dollars, comparativement à 226,1 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La hausse s'explique surtout par l'augmentation globale des immobilisations corporelles et par l'acquisition d'Ascendant et d'ESSAL.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la variation des placements comptabilisés à la juste valeur correspondait à une perte de 183,5 millions de dollars, par rapport à un gain de 95,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La société comptabilise certains de ses placements, y compris Atlantica, selon la méthode de la juste valeur, de sorte que toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les états des résultats (voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service ont totalisé 11,4 millions de dollars, comparativement à 9,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. En 2021, l'augmentation a été attribuable principalement à une hausse de l'amortissement des comptes réglementaires et des pertes actuarielles nettes, contrebalancée en partie par un rendement des actifs des régimes plus élevé que prévu.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les autres pertes nettes ont été de 11,1 millions de dollars, contre 44,8 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. Les pertes nettes de 2021 sont attribuables surtout à l'amortissement d'un actif réglementaire et aux coûts d'acquisition et aux coûts liés à la transition. En 2020, les pertes nettes ont surtout été attribuables aux charges liées à la planification de la relève et au départ à la retraite des membres de la direction, à des ajustements en lien avec la réforme fiscale américaine, aux coûts liés aux procédures d'expropriation de Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp., aux coûts liés au projet Granite Bridge. Pour plus de renseignements, voir la note 16 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la perte sur les instruments financiers dérivés s'est élevée à 2,1 millions de dollars, contre un gain de 1,7 million de dollars pour la période correspondante de 2020. Les pertes et les gains respectivement de 2021 et 2020 ont principalement découlé de pertes et de gains sur les dérivés sur l'énergie par suite de la réévaluation à la valeur de marché.

Un recouvrement d'impôts de 45,2 millions de dollars a été comptabilisé pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, comparativement à une charge d'impôts de 13,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'augmentation du recouvrement d'impôts est principalement imputable à l'incidence fiscale associée à la variation de la juste valeur liée au placement dans Atlantica, aux avantages fiscaux liés à l'incidence de l'événement météorologique extrême du Midwest survenu plus tôt en 2021, aux crédits d'impôt gagnés et à une charge d'impôt non récurrente liée à la réforme fiscale américaine.

comptabilisée en 2020, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du bénéfice d'exploitation en 2021. Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a comptabilisé des CII et des CIP de 35,3 millions de dollars en lien avec des projets d'énergie renouvelable qui ont été mis en service ou qui devraient l'être d'ici la fin de 2021. Le 8 avril 2020, l'IRS des États-Unis a publié la version définitive du règlement qui précise les règles relatives à certains dispositifs hybrides découlant de la réforme fiscale américaine. Compte tenu de la réglementation définitive, la société a comptabilisé une charge d'impôts non récurrente de 9,3 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 afin d'annuler l'économie liée aux déductions d'impôts d'un exercice précédent.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice net

Le tableau suivant a été établi à partir de l'état des résultats consolidé et il doit être lu en tenant compte de cet état. Cette information supplémentaire a pour but d'expliquer davantage les informations fournies relativement au BAIIA ajusté et fournit d'autres renseignements concernant le rendement d'exploitation d'AQN. Les investisseurs ne doivent pas considérer le BAIIA ajusté comme un substitut au bénéfice net consolidé établi conformément aux PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires	(27,9) \$	55,9 \$	89,2 \$	278,3 \$
Ajouter (déduire) :				
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, exclusion faite de la LHVC ¹	4,5	3,4	13,8	11,7
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(19,4)	(19,7)	(45,2)	13,5
Intérêts débiteurs	51,7	45,6	159,4	136,6
Autres pertes nettes ³	0,9	16,9	11,1	44,8
Coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service	3,9	2,4	11,4	9,3
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur ²	139,1	23,4	183,5	(95,7)
Incidences de l'événement de disruption des marchés sur la centrale éolienne Senate	—	—	53,4	—
Coûts liés au financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	4,3	—
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés	1,8	(0,3)	2,1	(1,7)
Gain (perte) réalisé(e) sur les contrats dérivés sur l'énergie	(0,5)	(0,3)	(0,1)	(1,0)
Perte (gain) de change	1,3	(0,9)	3,4	(5,6)
Amortissement	96,6	71,5	292,2	226,1
BAIIA ajusté	252,0 \$	197,9 \$	778,5 \$	616,3 \$

¹ La LHVC représente la valeur des avantages fiscaux nets gagnés au cours de la période principalement de l'électricité produite par des centrales éoliennes et des centrales solaires aux États-Unis. La LHVC gagnée au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021 a totalisé 16,0 millions de dollars et 60,9 millions de dollars, respectivement, contre 11,8 millions de dollars et 49,1 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2020.

² Voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

³ Voir la note 16 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Rapprochement du bénéfice net ajusté et du bénéfice net

Le tableau suivant a été établi à partir de l'état des résultats consolidé et il doit être lu en tenant compte de cet état. Cette information supplémentaire a pour but d'explicitier davantage les informations fournies relativement au bénéfice net ajusté et fournit d'autres renseignements concernant le rendement d'exploitation d'AQN. Les investisseurs ne doivent pas considérer le bénéfice net ajusté comme un substitut au bénéfice net consolidé établi conformément aux PCGR des États-Unis.

Le tableau suivant présente le rapprochement du bénéfice net et du bénéfice net ajusté, à l'exclusion des éléments indiqués ci-après :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les données par action)	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires	(27,9) \$	55,9 \$	89,2 \$	278,3 \$
Ajouter (déduire) :				
Perte (gain) sur les instruments financiers dérivés	1,8	(0,3)	2,1	(1,7)
Gain réalisé (perte réalisée) sur les contrats dérivés sur l'énergie	(0,5)	(0,3)	(0,1)	(1,0)
Autres pertes nettes ²	0,9	16,9	11,1	44,8
Perte (gain) de change	1,3	(0,9)	3,4	(5,6)
Variation de la valeur des placements comptabilisés à la juste valeur ¹	139,1	23,4	183,5	(95,7)
Incidence de l'événement de disruption des marchés sur la centrale éolienne Senate	—	—	53,4	—
Coûts liés au financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux et autres ajustements non récurrents	—	—	4,3	1,0
Ajustement pour tenir compte des impôts relatifs aux éléments susmentionnés	(17,1)	(6,6)	(34,2)	18,8
Bénéfice net ajusté	97,6 \$	88,1 \$	312,7 \$	238,9 \$
Bénéfice net ajusté par action	0,15 \$	0,15 \$	0,50 \$	0,43 \$

¹ Voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

² Voir la note 16 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le bénéfice net ajusté s'est élevé à 97,6 millions de dollars, en hausse de 9,5 millions de dollars, par rapport à 88,1 millions de dollars pour la période correspondante de 2020.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le bénéfice net ajusté s'est élevé à 312,7 millions de dollars, en hausse de 73,8 millions de dollars, par rapport à 238,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2020.

Rapprochement des fonds ajustés provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Le tableau suivant a été établi à partir de l'état des résultats consolidé et de l'état des flux de trésorerie consolidé et il doit être lu en tenant compte de ces états. Cette information supplémentaire a pour but d'expliquer davantage les informations fournies relativement aux fonds ajustés provenant des activités d'exploitation et fournit d'autres renseignements concernant le rendement d'exploitation d'AQN. Les investisseurs ne doivent pas considérer cette mesure comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Le tableau suivant présente le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds ajustés provenant des activités d'exploitation, à l'exclusion des éléments indiqués ci-après :

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	174,7 \$	121,4 \$	31,0 \$	331,2 \$
Ajouter (déduire) :				
Variations des éléments hors trésorerie liés à l'exploitation	(6,2)	23,7	437,6	80,3
Apports en espèces basés sur la production des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	4,8	3,4
Incidences de l'événement de disruption des marchés sur la centrale éolienne Senate	—	—	53,4	—
Coûts liés au financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	4,3	—
Coûts d'acquisition	1,7	2,9	4,7	6,1
Fonds ajustés provenant des activités d'exploitation	170,2 \$	148,0 \$	535,8 \$	421,0 \$

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ont totalisé 170,2 millions de dollars, contre 148,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 22,2 millions de dollars.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les fonds ajustés provenant des activités d'exploitation ont totalisé 535,8 millions de dollars, contre 421,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, soit une augmentation de 114,8 millions de dollars.

ACTIVITÉS D'AMÉNAGEMENT DE LA SOCIÉTÉ

La société mène des activités d'aménagement à l'échelle mondiale afin de trouver, d'aménager et de construire des centrales d'énergie renouvelable, des lignes de transport d'électricité et des actifs d'infrastructure de distribution d'eau à tarifs réglementés et à tarifs non réglementés et d'autres projets d'infrastructures complémentaires, en plus d'investir dans des services publics locaux de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau.

La société a recensé un portefeuille de projets d'aménagement de près de 9,4 milliards de dollars qui représente environ 6,3 milliards de dollars d'investissements dans le groupe Services à tarifs réglementés et environ 3,1 milliards de dollars d'investissements dans le groupe Énergies renouvelables de 2021 jusqu'à la fin de 2025.

AQN cherche des occasions d'investissement en ayant pour objectif de maintenir la répartition actuelle d'environ 70 % à 80 % pour les activités du groupe Services à tarifs réglementés et le reste pour les activités du groupe Énergies renouvelables, et en respectant les mesures de crédit prévues pour conserver ses notes de crédit actuelles. Afin de maintenir la combinaison d'activités cible, AQN pourrait devoir développer le groupe Services à tarifs réglementés ou mettre en œuvre d'autres stratégies pour saisir des possibilités d'investissement au sein du groupe Énergies renouvelables.

Le 27 janvier 2021, Empire a clôturé l'acquisition de la centrale éolienne North Fork Ridge et, le 5 mai 2021, l'acquisition des centrales éoliennes Neosho Ridge et Kings Point. La construction des centrales éoliennes Kings Point et Neosho Ridge est terminée, à l'exception des travaux d'assainissement civil. Les trois centrales éoliennes sont actuellement exploitées en vertu d'accords d'interconnexion provisoires. Les résultats de l'étude d'interconnexion la plus récente publiée par le fournisseur de services de transport au troisième trimestre de 2021 pour les trois centrales éoliennes ont confirmé qu'aucune mise à niveau du réseau n'était nécessaire. North Fork Ridge et Kings Point devraient conclure des accords d'interconnexion généraux au

quatrième trimestre de 2021 et Neosho Ridge, au premier trimestre de 2022. Empire a déposé des demandes de révision tarifaire au Missouri et au Kansas en mai 2021 en vue de recouvrer les coûts des centrales éoliennes North Fork Ridge, Kings Point et Neosho Ridge (voir la rubrique *Procédures réglementaires*).

En raison d'une erreur de fabrication des pales de rotor, le 24 novembre 2020, le fournisseur d'éoliennes a recommandé au groupe Énergies renouvelables de fermer 26 éoliennes à la centrale Maverick Creek, et 26 éoliennes à la centrale Sugar Creek. Pour corriger ce problème, des mesures correctrices ont été prises visant les 45 pales touchées à la centrale Maverick Creek et les 38 pales touchées à la centrale Sugar Creek. Les travaux correctifs sont maintenant terminés aux centrales Maverick Creek et Sugar Creek, et toutes les éoliennes touchées ont été remises en service. Les ententes de fourniture et d'exploitation des éoliennes contiennent les clauses habituelles en matière de garanties et de dommages-intérêts en faveur de la société, y compris une garantie habituelle de disponibilité des éoliennes atténuant ainsi l'incidence sur les produits, le bénéfice et les coûts en capital.

SOMMAIRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Groupe Services à tarifs réglementés				
Maintien de la base tarifaire	71,2 \$	51,2 \$	205,8 \$	156,1 \$
Croissance de la base tarifaire	126,3	143,2	1 497,6	295,4
	197,5 \$	194,4 \$	1,703,4 \$	451,5 \$
Groupe Énergies renouvelables				
Entretien	12,9 \$	4,8 \$	35,5 \$	16,1 \$
Investissement dans des projets d'immobilisations ¹	38,2	103,5	1 510,3	229,7
Investissements à l'échelle internationale	4,4	18,3	141,1	22,2
	55,5 \$	126,6 \$	1 686,9 \$	268,0 \$
Total des dépenses en immobilisations	253,0 \$	321,0 \$	3 390,3 \$	719,5 \$

¹ Inclut les dépenses en immobilisations corporelles, les entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation et les acquisitions d'entités en exploitation qui ont pu être aménagées conjointement par la société et un autre tiers promoteur. Ne comprend pas les avances temporaires aux co-entrepreneurs relativement aux projets d'immobilisations en voie d'aménagement ou de construction.

Dépenses en immobilisations corporelles du troisième trimestre de 2021

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Services à tarifs réglementés a engagé des dépenses en immobilisations de 197,5 millions de dollars contre 194,4 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'investissement du groupe Services à tarifs réglementés a surtout eu trait à la construction des conduites principales de remplacement dans le réseau de distribution et de transport, à l'achèvement de la construction des sous-stations existantes et au début de la construction de nouvelles sous-stations, et à des initiatives se rapportant à la sécurité et à la fiabilité des réseaux électriques et de gaz naturel.

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Énergies renouvelables a engagé des dépenses en immobilisations de 55,5 millions de dollars, contre 126,6 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'investissement du groupe Énergies renouvelables au cours du trimestre se rapporte principalement à l'acquisition d'une participation de 51 % dans la quatrième centrale composant les centrales éoliennes côtières du Texas (West Raymond) et aux travaux d'aménagement ou de construction liés aux dépenses courantes d'entretien aux installations existantes.

Dépenses en immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice 2021

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Services à tarifs réglementés a engagé des dépenses en immobilisations de 1 703,4 millions de dollars contre 451,5 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'investissement du groupe Services à tarifs réglementés est principalement lié à l'acquisition des centrales éoliennes North Fork Ridge, Neosho Ridge et Kings Point (1 095,3 millions de dollars), à la construction des conduites principales de remplacement dans les réseaux de distribution et de transport, au début et à l'achèvement des travaux de construction des sous-stations existantes et des nouvelles sous-stations, et aux initiatives se rapportant à la sécurité et à la fiabilité des réseaux électriques et de gaz naturel.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le groupe Énergies renouvelables a engagé des dépenses en immobilisations de 1 686,9 millions de dollars, contre 268,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. L'investissement du groupe Énergies renouvelables se rapporte principalement à l'acquisition, auprès de son partenaire en coentreprise, des parties des projets éoliens Maverick Creek et Sugar Creek et du projet solaire Altavista qui n'appartenaient pas encore à la société, à l'acquisition d'une participation de 51 % dans les centrales éoliennes côtières du Texas (Stella, Cranell, East Raymond et West Raymond), à l'avancement des travaux d'aménagement ou de construction des projets Dimension et Carvers Creek et aux dépenses courantes d'entretien aux installations existantes. La société a également fait un investissement d'environ 132,7 millions de dollars dans des actions ordinaires supplémentaires d'Atlantica achetées dans le cadre d'une convention de droits de souscription qui a été clôturée au début de 2021 (voir la note 6a) des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Dépenses en immobilisations de 2021

L'analyse qui suit doit être lue avec la rubrique *Énoncés prospectifs et information de nature prospective* du présent rapport de gestion.

Au cours de l'exercice 2021, la société prévoit engager des dépenses en immobilisations de 4,0 milliards de dollars à 4,5 milliards de dollars. Les dépenses réelles en 2021 pourraient varier, notamment en raison de l'incidence de la COVID-19 et des mesures prises en réponse à la COVID-19, du calendrier des investissements et des acquisitions dans les différents projets et du taux de change réalisé.

Les dépenses en immobilisations prévues au cours de l'exercice 2021 se présentent comme suit :

(en millions de dollars)

Groupe Services à tarifs réglementés		
Maintien de la base tarifaire	250,0 \$	300,0 \$
Croissance de la base tarifaire	1 750,0	1 825,0
Ajouts à la base tarifaire	600,0	625,0
Total – Groupe Services à tarifs réglementés	2 600,0 \$	2 750,0 \$
Groupe Énergies renouvelables		
Entretien	25,0 \$	50,0 \$
Investissement dans des projets d'immobilisations	1 250,0	1 550,0
Investissements à l'échelle internationale	125,0	150,0
Total – Groupe Énergies renouvelables	1 400,0 \$	1 750,0 \$
Total des dépenses en immobilisations de 2021	4 000,0 \$	4 500,0 \$

En 2021, le groupe Services à tarifs réglementés prévoit engager des dépenses de 2 600,0 millions de dollars à 2 750,0 millions de dollars pour appuyer son expansion, améliorer la fiabilité de ses réseaux de services publics et diversifier les technologies utilisées pour mieux servir ses territoires. Les projets comprennent des dépenses en immobilisations pour en améliorer la structure, particulièrement en lien avec la réfection de sous-stations, le remplacement de poteaux et de fils électriques, le forage et l'équipement des aquifères, le remplacement de canalisations principales et la construction de postes de pompage des réservoirs. Le groupe Services à tarifs réglementés a conclu l'acquisition des centrales éoliennes North Fork Ridge, Neosho Ridge et Kings Point au premier semestre de 2021.

En 2021, le groupe Énergies renouvelables prévoit engager des dépenses de 1 400,0 millions de dollars à 1 750,0 millions de dollars dans le but d'aménager des projets d'immobilisations ou d'y investir davantage, particulièrement : i) l'acquisition de la participation de son partenaire en coentreprise dans les projets éoliens Maverick Creek et Sugar Creek et dans le projet solaire Altavista, et l'acquisition d'une participation de 51 % dans les centrales éoliennes côtières du Texas, ii) l'aménagement et la construction (le cas échéant) des projets éoliens et solaires du groupe Énergies renouvelables, et iii) des investissements à l'échelle internationale supplémentaires qui comprennent un investissement d'environ 132,7 millions de dollars dans des actions ordinaires supplémentaires d'Atlantica achetées dans le cadre d'une convention de droits de souscription qui a été conclue au début de 2021 (voir la note 6a) des états financiers consolidés intermédiaires non audités). De plus, le groupe Énergies renouvelables prévoit engager des dépenses de 25,0 millions de dollars à 50,0 millions de dollars dans divers actifs d'énergie solaire, thermique et éolienne en exploitation dans le but de maintenir les efficacités réglementaires, opérationnelles et liées à la sécurité.

La société s'attend à financer son plan d'immobilisations de 2021 grâce aux bénéfices non répartis, au financement par des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux, à des billets de premier rang, à des facilités de crédit bancaire renouvelables ou à terme, et à l'émission d'actions ordinaires ou d'instruments apparentés à des actions.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

AQN a des facilités de crédit et de lettres de crédit renouvelables ainsi que des facilités de crédit distinctes que le groupe Services à tarifs réglementés et le groupe Énergies renouvelables peuvent utiliser pour gérer les besoins en liquidités et en fonds de roulement de chaque division (collectivement, les « facilités de crédit bancaire »).

Facilités de crédit bancaire

Le tableau suivant présente les facilités de crédit bancaire dont disposaient AQN et ses groupes d'exploitation au 30 septembre 2021 :

(en millions de dollars)	Siège social	Au 30 septembre 2021			Au 31 déc. 2020
		Groupe Services à tarifs réglementés	Groupe Énergies renouvelables	Total	Total
Facilités de crédit	1 550,0 \$ ¹	1 175,0 \$	850,0 \$ ²	3 575,0 \$	3 575,0 \$
Emprunts sur les facilités de crédit ou le papier commercial émis	(30,0)	(907,8)	(420,0)	(1 357,8)	(345,5)
Lettres de crédit émises	(19,8)	(73,0)	(172,4)	(265,2)	(441,4)
Liquidités disponibles en vertu des facilités de crédit	1 500,2	194,2	257,6	1 952,0	2 788,1
Tranche inutilisée des facilités de lettres de crédit sans engagement	(33,9)	—	(220,4)	(254,3)	(105,8)
Fonds en caisse				190,8	101,6
Total de la situation de trésorerie et des sources de financement	1 466,3 \$	194,2 \$	37,2 \$	1 888,5 \$	2 783,9 \$

¹ Comprend une facilité de lettres de crédit distincte sans engagement de 50 millions de dollars.

² Comprend une facilité de lettres de crédit distincte sans engagement de 350 millions de dollars.

Siège social

Au 30 septembre 2021, un montant de 30,0 millions de dollars avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable syndiquée non garantie de premier rang de 500 millions de dollars de la société (la « facilité de crédit du siège social ») et des lettres de crédit d'un montant de 3,7 millions de dollars étaient en cours. La facilité de crédit du siège social arrivera à échéance le 12 juillet 2024.

Au 30 septembre 2021, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 1,0 milliard de dollars de la société (la « facilité de liquidités du siège social »). La facilité de liquidités du siège social arrivera à échéance le 31 décembre 2021.

Au 30 septembre 2021, la société avait également émis des lettres de crédit totalisant 16,1 millions de dollars provenant d'une facilité de lettres de crédit bilatérale sans engagement de 50 millions de dollars.

Groupe Services à tarifs réglementés

Au 30 septembre 2021, un montant de 334,0 millions de dollars avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable syndiquée non garantie de premier rang de 500,0 millions de dollars du groupe Services à tarifs réglementés (la « facilité de crédit du groupe Services à tarifs réglementés ») et des lettres de crédit d'un montant de 73,0 millions de dollars étaient en cours. La facilité de crédit du groupe Services à tarifs réglementés arrivera à échéance le 23 février 2023. Au 30 septembre 2021, du papier commercial de 499,0 millions de dollars avait été émis et était en cours.

Au 30 septembre 2021, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable syndiquée non garantie de premier rang de 600,0 millions de dollars du groupe Services à tarifs réglementés (la « facilité de liquidités du groupe Services à tarifs réglementés »). La facilité de liquidités du groupe Services réglementés arrivera à échéance le 31 décembre 2021.

Dans le cadre de l'acquisition d'Ascendant au quatrième trimestre de 2020, le groupe Services à tarifs réglementés a acquis une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 75,0 millions de dollars (la « facilité de crédit BELCO »). Au 30 septembre 2021, un montant de 74,8 millions de dollars avait été emprunté sur la facilité de crédit BELCO. La facilité de crédit BELCO a été modifiée pour en reporter l'échéance au 31 décembre 2021. La société prévoit refinancer la facilité de crédit avant l'échéance.

Groupe Énergies renouvelables

Au 30 septembre 2021, les lignes bancaires du groupe Énergies renouvelables comprenaient une facilité de crédit renouvelable syndiquée non garantie de premier rang de 500,0 millions de dollars (la « facilité de crédit du groupe Énergies renouvelables »), échéant le 6 octobre 2023, et une facilité de lettres de crédit de 350,0 millions de dollars (la « facilité de lettres de crédit du groupe Énergies renouvelables »), qui a été modifiée pour en reporter l'échéance au 30 juin 2023. Au 30 septembre 2021, un montant de 420,0 millions de dollars avait été emprunté et des lettres de crédit totalisant 42,7 millions de dollars étaient tirées sur la facilité de crédit du groupe Énergies renouvelables. Au 30 septembre 2021, des lettres de crédit totalisant 129,6 millions de dollars étaient en cours sur la facilité de lettres de crédit du groupe Énergies renouvelables.

Dans le cadre de la transaction Kentucky Power, AQN a obtenu un engagement de financement d'acquisition syndiqué de 2,725 milliards de dollars. L'engagement de financement d'acquisition est soumis aux modalités habituelles, y compris certaines réductions du montant de l'engagement à la clôture du financement définitif.

Notes de crédit

AQN a une note de crédit d'entreprise consolidée à long terme de BBB de S&P, une note de BBB de DBRS et une note d'émetteur de BBB de Fitch. Liberty Utilities a une note de crédit d'entreprise de BBB de S&P et une note d'émetteur BBB de Fitch. La dette émise par Liberty Utilities Finance GP1 (« Liberty GP ») a une note de BBB (élevée) de DBRS, une note de BBB+ de Fitch et une note de BBB de S&P. The Empire District Electric Company (« Empire ») a une note d'émetteur de BBB de S&P et une note de Baa1 de Moody's Investors Service Inc. Liberty Utilities (Canada) LP, la société mère des services publics à tarifs réglementés au Canada au sein du groupe Services à tarifs réglementés, a une note d'émetteur de BBB de DBRS. Algonquin Power Co. (« APCo ») a une note d'émetteur de BBB de S&P, une note d'émetteur de BBB de DBRS et une note d'émetteur de BBB de Fitch.

Le 28 octobre 2021, à la suite de l'annonce de la transaction Kentucky Power, DBRS, Fitch et S&P ont chacune procédé à des annonces concernant les notes de crédit de la société et de ses filiales.

Fitch a confirmé i) les notes d'émetteur existantes de la société et de Liberty Utilities (note de défaut d'émetteur à long terme « BBB » et note de défaut d'émetteur à court terme « F2 », respectivement), et ii) toutes les notes attribuées à des titres de la société, de Liberty Utilities et de Liberty GP. Fitch a également indiqué que les perspectives de notation de la société et de Liberty Utilities sont stables et que les notes de crédit d'APCo ne sont pas touchées par la transaction Kentucky Power. Fitch a indiqué qu'elle considérerait la transaction Kentucky Power sans effet sur la qualité de crédit de la société et de Liberty Utilities, compte tenu de la qualité de crédit sous-jacente de Kentucky Power et du plan de financement de la transaction Kentucky Power qui, selon Fitch, devrait être relativement favorable au crédit.

DBRS a placé la note d'émetteur « BBB » et la note des actions privilégiées « Pfd-3 » de la société « sous surveillance avec perspective évolutive ». DBRS a indiqué qu'elle considérerait la transaction Kentucky Power comme un fait nouveau positif sur le plan du risque commercial en raison de l'augmentation prévue des actifs réglementés et de la base tarifaire de la société et des améliorations prévues en matière de diversification territoriale et de planification des dépenses en immobilisations. Malgré ces effets potentiellement positifs, la note « sous surveillance avec perspective évolutive » reflète l'opinion de DBRS selon laquelle le plan de financement de la société concernant la transaction Kentucky Power, qui pourrait inclure l'émission de titres de créance hybrides, pourrait augmenter le levier financier non consolidé de la société. DBRS a indiqué que si le ratio de la dette sur le capital non consolidé de la société, tel qu'il est calculé par DBRS, augmentait de manière significative au-dessus de 20 % après l'émission de titres de créance hybrides, elle pourrait attribuer une note négative.

S&P a révisé ses perspectives sur la société, Liberty Utilities, APCo, Liberty GP et Empire, les faisant passer de stables à négatives, notant un manque de certitude concernant le plan de financement de la société visant la transaction Kentucky Power, au-delà du placement, ce qui pourrait exposer la société à des risques liés à l'exécution dans le cadre de l'obtention d'un financement de soutien au crédit. S&P a également indiqué que la perspective négative tient compte de la possibilité que des exigences réglementaires défavorables importantes soient nécessaires pour clôturer la transaction Kentucky Power. S&P a également confirmé sa note de crédit d'émetteur « BBB » attribuée à la société, à Liberty Utilities, à APCo, à Liberty GP et à Empire. Enfin, S&P a placé la notation de la dette non garantie de premier rang de Liberty GP sous surveillance de crédit avec répercussions négatives afin de refléter son opinion sur la possibilité que cette dette soit structurellement subordonnée après la clôture de la transaction Kentucky Power.

Obligations contractuelles

Le tableau suivant donne des informations sur les obligations contractuelles au 30 septembre 2021 :

(en millions de dollars)	Total	Échéant à moins d'un an	Échéant dans 1 an à 3 ans	Échéant dans 4 à 5 ans	Échéant après 5 ans
Remboursement du capital au titre des obligations découlant de la dette ^{1, 2}	6 880,5 \$	972,6 \$	1 273,3 \$	1 247,3 \$	3 387,3 \$
Avances sous forme d'aide à la construction	83,2	1,6	—	—	81,6
Intérêts sur les obligations découlant de la dette à long terme ²	1 936,0	226,2	362,3	301,3	1 046,2
Obligations d'achat	590,9	590,9	—	—	—
Obligations environnementales	67,4	12,5	18,8	2,5	33,6
Instruments financiers dérivés :					
Swap de devises et de taux d'intérêt	60,6	28,8	19,0	3,2	9,6
Swaps de taux d'intérêt	8,2	2,6	3,4	1,6	0,6
Contrats dérivés sur l'énergie et contrats sur produits de base	56,5	20,5	13,3	10,3	12,4
Achats d'électricité	310,3	44,5	59,9	47,7	158,2
Contrats de service et d'approvisionnement en gaz naturel	405,0	80,5	116,0	69,5	139,0
Ententes de service	641,6	62,0	116,5	106,9	356,2
Projets d'immobilisations	86,9	86,9	—	—	—
Contrats de servitude	540,8	12,9	26,1	26,9	474,9
Paievements d'ajustement de contrat sur les unités de titres de capitaux propres	205,9	75,6	130,3	—	—
Autres obligations	295,7	59,4	4,3	4,4	227,6
Total des obligations	12 169,5 \$	2 277,5 \$	2 143,2 \$	1 821,6 \$	5 927,2 \$

¹ À l'exclusion des frais de financement reportés, des primes ou des escomptes sur obligations, et des ajustements de juste valeur à la date d'émission ou d'acquisition.

² Les billets non garantis subordonnés de la société viennent à échéance respectivement en 2078 et 2079, mais la société prévoit les rembourser en 2023 et 2029 à l'exercice de son droit de rachat.

Capitaux propres

Les actions ordinaires d'AQN sont négociées à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à la New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole boursier « AQN ». Au 10 novembre 2021, AQN avait 671 893 647 actions ordinaires émises et en circulation.

AQN peut émettre un nombre illimité d'actions ordinaires. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés, le cas échéant, d'exprimer une voix pour chaque action qu'ils détiennent aux assemblées des porteurs d'actions ordinaires et de recevoir, à la liquidation ou à la dissolution d'AQN, une quote-part des biens et actifs restants d'AQN. Toutes les actions ordinaires font partie de la même catégorie et sont assorties des mêmes droits et privilèges; elles ne sont pas susceptibles de faire l'objet d'appels de fonds subséquents.

AQN est également autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en une ou plusieurs séries, assorties des conditions approuvées par le conseil d'administration. Au 30 septembre 2021, AQN avait en circulation :

- 4 800 000 actions privilégiées à taux ajustable et à dividende cumulatif de série A portant intérêt à 5,162 % par année pour la période initiale de cinq ans se terminant le 31 décembre 2023;
- 100 actions privilégiées de série C qui ont été émises contre 100 parts de société en commandite de catégorie B de la société en commandite St. Leon Wind Energy LP;
- 4 000 000 d'actions privilégiées à taux ajustable et à dividende cumulatif de série D portant intérêt à 5,091 % par année pour la période initiale de cinq ans se terminant le 31 mars 2024.

De plus, les unités de titres de capitaux propres en circulation d'AQN sont inscrites à la NYSE sous le symbole « AQNU ». Au 11 novembre 2021, 23 000 000 d'unités de titres de capitaux propres étaient en circulation. En vertu du contrat d'achat faisant partie de chaque unité de titres de capitaux propres en circulation, les porteurs sont tenus d'acheter les actions ordinaires d'AQN le 15 juin 2024. Le taux de règlement minimum en vertu de chaque contrat d'achat est de 2,7778 actions ordinaires et le taux de règlement maximum est de 3,3333 actions ordinaires, résultant en un minimum de 63 889 400 actions ordinaires et en un maximum de 76 665 900 actions ordinaires pouvant être émises au règlement des contrats d'achat.

Placement d'actions ordinaires par voie de prise ferme de 800 millions de dollars canadiens

Après la fin du trimestre le 8 novembre 2021, AQN a clôturé le placement pour un produit brut d'environ 800 millions de dollars canadiens. La société a également octroyé aux preneurs fermes une option de surallocation pouvant être exercée sur une période de 30 jours à compter de la date de clôture du 8 novembre 2021, en vue de l'achat d'au plus environ 6,6 millions d'actions ordinaires supplémentaires au prix de 18,15 \$ CA l'action. Si l'option de surallocation est pleinement exercée, le produit brut sera d'environ 920 millions de dollars canadiens. La société s'attend à ce que le produit net du placement soit utilisé pour financer partiellement la transaction Kentucky Power, attendu que, à court terme, avant la clôture de la transaction Kentucky Power, la société s'attend à utiliser le produit net pour réduire les montants impayés en vertu des facilités de crédit existantes.

Programme de placement au cours du marché

Le 15 mars 2020, AQN a rétabli son 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 500 millions de dollars 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 trois mois clos le 30 septembre 2021, aux termes de son programme de placement au cours du marché, AQN a émis environ 6,7 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 15,63 \$ l'action ordinaire pour un produit brut total de 105,4 millions de dollars (104,1 millions de dollars, déduction faite des commissions). Les autres coûts se sont élevés à 0,1 million de dollars.

Au 11 novembre 2021, la société avait émis, depuis le lancement du programme de placement au cours du marché en 2019, un total cumulatif de 33 952 827 actions ordinaires aux termes du programme de placement au cours du marché à un prix moyen de 15,08 \$ l'action pour un produit brut d'environ 512,2 millions de dollars (505,7 millions de dollars, déduction faite des commissions). D'autres coûts connexes, liés principalement à l'établissement ou au rétablissement, au besoin, du programme de placement au cours du marché, ont totalisé 4,2 millions de dollars.

Régime de réinvestissement des dividendes

AQN a un régime de réinvestissement des dividendes des actionnaires (le « régime de réinvestissement ») qui est offert aux actionnaires ordinaires inscrits d'AQN. Au 30 septembre 2021, 134 820 464 actions ordinaires représentant environ 22 % du total des actions ordinaires en circulation étaient inscrites au régime de réinvestissement. Au cours des trois mois clos le 30 septembre 2021, 1 633 962 actions ordinaires ont été émises aux termes du régime de réinvestissement, et après la clôture du trimestre, soit le 15 octobre 2021, 1 624 230 actions ordinaires supplémentaires ont été émises aux termes de ce régime.

RÉGIME DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, AQN a comptabilisé une charge de rémunération à base d'actions totalisant 7,8 millions de dollars, contre 18,2 millions de dollars pour la période correspondante de 2020. La charge de rémunération est incluse dans les frais d'administration à l'état des résultats consolidés, sauf pour un montant de 10,1 millions de dollars en 2020 au titre des charges liées à la planification de la relève et au départ à la retraite de dirigeants comptabilisé dans les autres pertes nettes. La tranche de la charge de rémunération à base d'actions capitalisée à titre de coûts de construction est négligeable.

Au 30 septembre 2021, le total des coûts de rémunération non comptabilisés se rapportant aux attributions à base d'actions dont les droits n'étaient pas acquis était de 16,1 millions de dollars, et devrait être comptabilisé sur une période de 1,77 an.

Régime d'options sur actions

AQN a un régime d'options sur actions qui permet l'attribution d'options sur actions aux principaux dirigeants, administrateurs, salariés et fournisseurs de service sélectionnés. Sauf dans certaines circonstances, la durée d'une option ne doit pas être supérieure à dix ans à compter de la date d'attribution de l'option.

AQN établit la juste valeur des options attribuées selon le modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. La juste valeur estimative des options, y compris l'incidence des déchéances estimatives, est passée en charge selon la méthode de l'amortissement linéaire sur les périodes d'acquisition des droits des options tout en s'assurant que le montant cumulatif du coût de rémunération comptabilisé correspond au moins à la valeur de la tranche des options dont les droits sont acquis à cette date. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a attribué 437 006 options à des dirigeants de la société. Les options ouvrent droit à l'achat d'actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 19,64 \$ CA, soit le prix du marché de l'action ordinaire sous-jacente à la date d'attribution. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, les dirigeants de la société ont exercé 61 225 options sur actions à un prix d'exercice moyen pondéré de 14,75 \$ CA en échange de 12 021 actions ordinaires émises sur le capital autorisé, et 49 204 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.

Au 30 septembre 2021, un total de 2 486 229 options avaient été émises et étaient en cours dans le cadre du régime d'options sur actions.

Unités d'actions liées au rendement et unités d'actions temporairement inaccessibles

AQN émet des unités d'actions liées au rendement (les « UAR ») et des unités d'actions temporairement inaccessibles (les « UATI ») à certains employés dans le cadre du programme incitatif à long terme d'AQN. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a attribué au total 734 690 UAR et UATI (y compris les dividendes et les ajustements selon le rendement) à des employés de la société. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a réglé 815 729 UAR, dont 422 514 ont été échangées contre des actions ordinaires émises sur le capital autorisé, et 393 215 ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des UAR. De plus, au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, un total de 34 981 UAR sont devenues déchuës.

Au 30 septembre 2021, 2 605 187 UAR et UATI étaient attribuées et en circulation aux termes des régimes d'UAR et d'UATI.

Unités d'actions différées attribuées aux administrateurs

AQN a un régime d'unités d'actions différées à l'intention des administrateurs. En vertu de ce régime, les administrateurs indépendants d'AQN peuvent recevoir leur rémunération annuelle, en totalité ou en partie, sous forme d'unités d'actions différées (les « UAD ») et peuvent choisir de recevoir une partie de leur rémunération résiduelle sous forme d'UAD. Les UAD prévoient un règlement au comptant ou en actions, au gré d'AQN. Comme AQN ne prévoit pas régler les UAD au comptant, ces UAD sont comptabilisées comme des attributions d'instruments de capitaux propres. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a émis 54 447 UAD (y compris les UAD au lieu de dividendes) aux administrateurs de la société. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a réglé 87 306 UAD, dont 40 887 ont été échangées contre des actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 46 418 ont été réglées à leur valeur d'échange à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des UAD.

Au 30 septembre 2021, un total de 511 634 UAD étaient en circulation aux termes du régime d'UAD.

Unités d'actions temporairement inaccessibles liées au report de primes

La société offre un régime d'UATI liées au report de primes (« UATIRP ») à certains de ses employés. Les employés admissibles peuvent choisir de recevoir une tranche de leur prime annuelle sous forme d'UATIRP plutôt qu'en trésorerie. La société prévoit régler les UATIRP en actions; par conséquent, ces UATIRP sont comptabilisées comme attributions d'instruments de capitaux propres. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, 53 420 UATIRP (y compris les UATIRP au lieu de dividendes) ont été émises à des employés de la société. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a réglé 148 459 UATIRP, dont 68 841 ont été échangées contre des actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 79 618 ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des UATIRP.

Régime d'achat d'actions à l'intention des employés

AQN a un régime d'achat d'actions à l'intention des employés (le « RAAE ») qui permet aux membres du personnel admissibles d'utiliser une partie de leur salaire pour acheter des actions ordinaires d'AQN. Le nombre global d'actions ordinaires réservées pour l'émission sur le capital autorisé d'AQN en vertu de ce régime ne doit pas excéder 4 000 000 d'actions. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a émis 269 634 actions ordinaires aux salariés aux termes du RAAE.

Au 30 septembre 2021, un total de 1 858 150 actions avaient été émises aux termes du RAAE.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Placements comptabilisés à la valeur de consolidation

La société a conclu des transactions avec des entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation en 2021 et en 2020 (voir la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

La société fournit des services d'administration et d'aménagement à ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation et les coûts engagés lui sont remboursés. À cet effet, la société a imputé respectivement 6,9 millions de dollars et 19,2 millions de dollars à ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021, en comparaison respectivement de 6,3 millions de dollars et 16,5 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2020. De plus, l'une des entités comptabilisées à la valeur de consolidation fournit des services d'aménagement à certains projets de la société, qui sont assujettis à des honoraires d'aménagement payables lorsque certains objectifs sont atteints. Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021, les honoraires d'aménagement facturés à la société se sont élevés respectivement à néant et 0,7 million de dollars, comparativement à néant et 0,5 million de dollars pour les périodes correspondantes de 2020. Voir la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.

En 2020, une filiale de la société a fait un investissement donnant droit à des avantages fiscaux dans Altavista Solar Subco, LLC, une entité émettrice comptabilisée à la valeur de consolidation de la société (avant le 9 avril 2021) et propriétaire indirect du projet solaire Altavista. Après la clôture de la facilité de financement de la construction du projet solaire Altavista, certains fonds excédentaires ont été remis à la société et en retour, la société a émis un billet à ordre de 30,5 millions de dollars en faveur d'Altavista Solar Subco, LLC. Le billet à ordre a été remboursé en totalité au deuxième trimestre de 2021.

Au troisième trimestre de 2021, la société a versé 1,5 million de dollars à Abengoa S.A. en vue d'acquiescer la totalité des participations d'Abengoa S.A. dans les coentreprises AAGES, AAGES Development Canada Inc. et AAGES Development Spain, S.A. Les actifs acquis auprès de AAGES Development Spain S.A. comprenaient des actifs liés au développement de projets représentant 2,7 millions de dollars et un fonds de roulement de 1,5 million de dollars. Le prêt entre la société et les membres du partenariat, d'un montant de 3,1 millions de dollars a été traité comme une contrepartie supplémentaire engagée pour la prise de contrôle du partenariat. En vertu d'un accord conclu entre AQN et des fonds gérés par le groupe Infrastructure et énergie d'Ares Management LLC (« Ares »), Ares est devenu un nouveau partenaire d'AQN dans sa plateforme d'aménagement d'actifs à tarifs non réglementés pour les secteurs des énergies renouvelables, de l'eau et d'autres secteurs dans le cadre d'un placement dans les coentreprises AAGES et AAGES Development Canada.

Participation ne donnant pas le contrôle rachetable détenue 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 en 2018, pour un montant de 305,0 millions de dollars (voir la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités). Aucun rachat n'était considéré comme probable au 30 septembre 2021. L'action privilégiée a servi à financer une partie du placement de la société dans Atlantica. Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a engagé une perte attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle détenue par AAGES respectivement de 2,6 millions de dollars et 7,9 millions de dollars, comparativement à 2,8 millions de dollars et 9,9 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2020, et a comptabilisé des distributions respectivement de 2,7 millions de dollars et 7,7 millions de dollars, comparativement à 2,7 millions de dollars et 9,6 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2020 (voir la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités).

Participation ne donnant pas le contrôle détenue 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 une filiale d'Atlantica en mai 2019 de 96,8 millions de dollars. La participation a servi à financer une partie du placement de la société dans la centrale éolienne Amherst Island. Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a comptabilisé des distributions respectivement de 2,6 millions de dollars et 11,5 millions de dollars, contre 2,0 millions de dollars et 11,1 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2020.

Les opérations entre parties liées qui précèdent ont été comptabilisées à la valeur d'échange convenue par les parties aux opérations.

Transactions conclues avec Atlantica

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a vendu des actifs solaires colombiens à Atlantica pour une contrepartie de 1,3 million de dollars, soit le coût des actifs, et une contrepartie éventuelle de 2,6 millions de dollars, sous réserve de l'atteinte de certains objectifs. Au 30 septembre 2021, aucune contrepartie éventuelle ni aucun gain à la vente n'avaient été comptabilisés.

GESTION DU RISQUE D'ENTREPRISE

La société est assujettie à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont décrits ci-après. Un risque est la possibilité qu'un événement futur ait une incidence négative sur la situation financière, le rendement financier ou les activités de la société. L'incidence réelle sur les activités de la société à la suite d'un événement pourrait différer considérablement de ce qui avait été prévu ou décrit ci-après. Les risques décrits ci-après ne comprennent pas tous les risques possibles.

Sous la direction du chef de la conformité et de la gestion des risques, la société a établi un cadre de gestion du risque d'entreprise (« GRE »). Le cadre de GRE suit les directives de la norme ISO 31000 et du document Enterprise Risk Management – Integrated Framework, publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (« COSO »). Le conseil d'administration surveille les politiques relatives aux risques de la société, notamment la politique de GRE, qui décrit les processus de gestion des risques, la propension à prendre des risques et la structure de gouvernance du risque de la société.

Dans le cadre du processus de gestion des risques, des registres de risques ont été constitués à l'échelle de l'organisation à partir d'exercices continus de repérage et d'évaluation des risques organisés par l'équipe de GRE interne de la société. Les risques importants et les stratégies d'atténuation de ces risques sont soumis à l'examen du comité directeur des risques d'entreprise et présentés au comité de gestion des risques périodiquement.

Les risques sont évalués à l'échelle de la société, à l'aide d'une grille d'évaluation des risques afin de déterminer l'incidence et la probabilité des risques. Les conséquences sur les finances, la stratégie, la réputation et la sécurité, notamment, sont prises en compte pour déterminer l'incidence d'un risque éventuel. Les priorités de suivi des risques sont fixées d'après l'évaluation des risques et intégrées dans les plans stratégiques et les plans d'affaires de la société. Toutefois, rien ne garantit que les activités de gestion du risque de la société permettraient de repérer, d'évaluer ou d'atténuer les risques auxquels la société est exposée.

Les risques présentés ci-après ne constituent pas une liste exhaustive de tous les risques auxquels AQN, ses filiales et ses sociétés affiliées sont ou pourraient être exposées. Se reporter à la notice annuelle et au rapport de gestion annuel les plus récents de la société, disponibles sur SEDAR et EDGAR, pour une analyse plus détaillée des facteurs de risque auxquels la société est soumise. En cas de divergences, les sections qui suivent se veulent une mise à jour sur les risques déjà présentés auparavant.

Risques liés à la COVID-19

La situation liée à la COVID-19 continue d'évoluer et à l'heure actuelle, son incidence sur les activités, la situation financière, les flux de trésorerie et les résultats d'exploitation de la société n'est pas encore connue. Outre les risques et les incidences décrits ailleurs dans le présent rapport de gestion, la pandémie de COVID-19 et les mesures prises pour limiter la propagation du virus pourraient avoir les répercussions suivantes :

- des retards, perturbations et dépassements de coûts au sein des activités d'exploitation, de la chaîne d'approvisionnement et des projets d'aménagement et de construction;
- le recouvrement reporté des débiteurs et une augmentation de la charge au titre des créances irrécouvrables;
- des retards dans la mise en service des projets d'énergie renouvelable de la société, ce qui pourrait entraîner, notamment une baisse des produits prévus, des passifs liés aux retards pour les contreparties aux contrats et une hausse des intérêts à payer aux prêteurs de la construction;
- une disponibilité réduite des prêts et du financement donnant des avantages fiscaux pour la construction, ce qui pourrait obliger la société à accroître son financement initialement et, le cas échéant, à réaliser directement les avantages fiscaux;
- une baisse des produits provenant des activités de services publics de la société, notamment en raison de la diminution de la consommation des clients qui ne sont pas couverts par un mécanisme de découplage des tarifs;
- une incidence négative sur les révisions de tarifs en cours ou prévues de la société, y compris le non-recouvrement de certains coûts engagés directement ou indirectement par suite de la pandémie de COVID-19 et des retards relatifs au dépôt, au traitement et au règlement des révisions de tarifs;
- l'entrée en vigueur de nouvelles lois, politiques, règles ou restrictions qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la société;
- des pénuries de main-d'œuvre et des fermetures d'entreprises (notamment en raison de la réglementation et des mesures de prévention gouvernementales), une réduction de la productivité du personnel ou des entrepreneurs et la perte de membres du personnel clés;
- l'incapacité de mettre en œuvre la stratégie de croissance de la société, y compris l'incapacité de trouver de nouvelles acquisitions et de clôturer les acquisitions annoncées précédemment;
- l'incapacité d'aller de l'avant avec les plans de dépenses en immobilisations de la société dans les délais prévus;
- une baisse des bénéfices tirés de la production d'énergie non couverte par suite de la diminution des prix des marchandises dans les marchés de l'énergie;
- des pertes ou des passifs attribuables au défaut, aux retards ou à l'inexécution par la société ou ses contreparties dans le cadre d'ententes conclues avec la société, y compris dans le cadre d'ententes de coentreprises, d'approvisionnement, de construction, de services, d'achat d'électricité ou d'autres achats à long terme;
- une diminution des produits des centrales de production d'énergie de la société en raison d'une baisse de la charge du système et de réductions connexes du réseau;
- des retards dans le processus d'obtention de permis pour certains projets d'aménagement qui se répercutent sur les dates de décision d'investissement finale et de début de construction;

- la capacité réduite de la société et de ses employés à répondre de manière efficace aux effets d'un autre cas de force majeure ou d'un autre événement important, ou de les atténuer;
- une augmentation des coûts d'exploitation liés aux fournitures d'urgence, à l'achat d'équipement de protection individuelle, aux services de nettoyage, aux technologies habilitantes ainsi qu'à d'autres besoins spécifiques requis en réponse à la COVID-19, dont une tranche pourrait ne pas être recouvrée au moyen des tarifs futurs;
- une hausse de la volatilité sur les marchés et un rendement inférieur des régimes de retraite, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur l'évaluation des actifs des régimes de retraite et sur les exigences de capitalisation futures pour les régimes de retraite de la société;
- une détérioration des mesures financières et des autres facteurs ayant une incidence sur les notes de crédit de la société;
- l'incapacité de respecter les exigences des clauses restrictives des facilités de crédit existantes;
- l'incapacité d'accéder aux marchés financiers et de crédit ou l'incapacité d'accéder à ces marchés à des conditions acceptables, notamment pour refinancer une dette venant à échéance;
- des interruptions des systèmes informatiques et des systèmes de TI, des pertes de données critiques et des incidents de sécurité, et des mesures de protection de la vie privée plus importantes attribuables aux arrangements de télétravail mis en œuvre par la société;
- la perturbation des activités et les coûts liés à la réduction des dispositions prises pour le télétravail quand un plus grand nombre d'employés retournera au bureau;
- des pertes subies par la société en raison des variations et de la volatilité du cours des actions ordinaires d'Atlantica ou de la réduction des dividendes versés aux porteurs d'actions ordinaires d'Atlantica;
- les variations et la volatilité du cours des actions ordinaires et des autres titres de la société, ce qui pourrait entraîner des pertes pour les porteurs de titres de la société.

La pandémie de COVID-19 pourrait également avoir comme effet d'accroître les autres risques décrits dans le présent document, à la rubrique *Gestion du risque d'entreprise* du rapport de gestion annuel de la société et à la rubrique *Facteurs de risque d'entreprise* de la plus récente notice annuelle de la société. L'incidence négative de la COVID-19 sur la société risque de s'intensifier si la pandémie et les mesures prises en réponse à la pandémie se prolongent.

Changements dans la demande des clients liés à la pandémie de COVID-19

La société exploite des réseaux de services publics dans 16 territoires réglementés offrant des services dans les secteurs de l'électricité, du gaz naturel, de l'eau et du traitement des eaux usées à des clients résidentiels, commerciaux et industriels. La pandémie de COVID-19 et l'interruption des activités et la fermeture d'entreprises qui en découlent ont entraîné des changements aux habitudes de consommation des clients résidentiels, commerciaux et industriels dans ces trois secteurs des services publics, dont une possible baisse de la consommation chez certains clients industriels et commerciaux. De plus, les différents territoires réglementés disposent de divers mécanismes permettant d'ajuster les services publics selon les changements dans la demande, notamment un découplage fondé sur le total des produits, un découplage fondé sur les conditions météorologiques ajustées, et des composantes d'honoraires fixes dans les tarifs, etc.

La société a observé que, depuis la reprise de l'économie, l'incidence sur les habitudes de consommation a diminué par rapport aux sommets atteints au début de la pandémie.

Étant donné que l'on ne connaît pas la durée de la pandémie, les répercussions économiques à long terme et l'incidence que ces facteurs auront sur la consommation des clients résidentiels, commerciaux et industriels, les conséquences réelles sur les activités de la société pour le reste de 2021 demeurent inconnues.

Gestion des risques de trésorerie

Risque de taux d'intérêt

La majorité des emprunts en cours d'AQN et de ses filiales portent intérêt à un taux fixe, de sorte qu'ils ne sont pas exposés à un risque de taux d'intérêt important dans un horizon de court à moyen terme.

Les emprunts portant intérêt à un taux variable peuvent fluctuer de manière importante d'un mois à l'autre, d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre. AQN ne gère pas activement le risque de taux d'intérêt lié à ses emprunts à taux variable étant donné qu'ils sont essentiellement à court terme et que les montants empruntés sont par nature renouvelables.

En fonction des montants empruntés au 30 septembre 2021, l'incidence sur les intérêts débiteurs découlant des variations des taux d'intérêt se présentait comme suit :

- La facilité de crédit du siège social est assortie d'un taux d'intérêt variable et un montant de 30,0 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 0,3 million de dollars sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de liquidités du siège social est assortie d'un taux d'intérêt variable, et aucun montant n'était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable n'aurait aucune incidence sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de crédit du groupe Services à tarifs réglementés est assortie d'un taux d'intérêt variable et un montant de 334,0 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 3,3 millions de dollars sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de liquidités du groupe Services à tarifs réglementés est assortie d'un taux d'intérêt variable et aucun montant n'était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable n'aurait aucune incidence sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de crédit BELCO est assortie d'un taux d'intérêt variable et un montant de 74,8 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 0,7 million de dollars sur les intérêts débiteurs.
- Le programme de papier commercial du groupe Services à tarifs réglementés est assorti d'un taux d'intérêt variable et un montant de 499,0 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 5,0 millions de dollars sur les intérêts débiteurs.
- La facilité de crédit du groupe Énergies renouvelables est assortie d'un taux d'intérêt variable et un montant de 420,0 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 4,2 millions de dollars sur les intérêts débiteurs.
- Les facilités de crédit à terme BELCO et ESSAL sont assorties d'un taux d'intérêt variable et un montant de 149,7 millions de dollars était emprunté au 30 septembre 2021. Ainsi, une variation de 100 points de base du taux d'intérêt variable aurait une incidence annuelle de 1,5 million de dollars sur les intérêts débiteurs.

Risque lié à l'impôt et incertitude

La société est assujettie aux impôts sur les bénéfices et autres taxes, surtout aux États-Unis et au Canada. Des modifications apportées aux lois ou aux interprétations fiscales dans les territoires où elle exerce ses activités pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, le rendement pour les actionnaires ou les flux de trésorerie de la société. Bien que la direction estime qu'elle respecte la législation en vigueur, une ou plusieurs administrations fiscales pourraient chercher à prescrire à la société des impôts additionnels ou de nouveaux impôts.

- Par suite des dernières élections américaines à la présidence et au Congrès, des modifications importantes pourraient être apportées aux lois et règlements de l'impôt.
- Le 19 avril 2021, le gouvernement canadien a présenté son budget pour 2021, qui contient les mesures proposées relatives aux limites de la déductibilité des intérêts. Il est prévu que l'avant-projet de loi soit publié à une date ultérieure.
- En raison du projet sur l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices (BEPS selon son acronyme anglais) de l'Organisation de coopération et de développement économiques, les autorités fiscales pourraient s'efforcer de

mettre en œuvre des principes internationaux communs relativement au droit à l'imposition des bénéfices des sociétés et aux taux d'imposition minimaux à l'échelle mondiale.

Le calendrier et l'incidence de toute modification future aux lois de l'impôt, y compris les incidences de la réglementation proposée, ne peuvent être déterminés d'avance. Toute évolution défavorable de ces lois et règlements, y compris les modifications législatives et les interprétations judiciaires ou administratives, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la société

GESTION DU RISQUE D'EXPLOITATION

Risques liés à la transaction Kentucky Power

La clôture de la transaction Kentucky Power est sous réserve de risques dans le cours normal des affaires que l'acquisition ne clôturera pas selon les termes négociés ou pas du tout. La transaction Kentucky Power est sous réserve de conditions de clôture, y compris des autorisations gouvernementales et réglementaires. L'incapacité de satisfaire aux conditions ou de pouvoir y renoncer peut entraîner la résiliation de la convention d'acquisition. Ainsi, rien ne garantit que la société clôturerait la transaction Kentucky Power dans les délais ou selon les modalités décrites aux présentes.

Si la transaction Kentucky Power n'est pas clôturée, la société pourrait être assujettie à des risques qui pourraient avoir un effet néfaste sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation, la réputation et les flux de trésorerie de la société, y compris i) l'obligation de payer des coûts liés à la transaction Kentucky Power, dont des coûts liés au financement de cette transaction et à l'obtention de l'approbation réglementaire, et ii) le temps et les ressources engagés par la direction de la société à l'égard de questions liées à la transaction Kentucky Power qui pourraient autrement avoir été consacrés à la poursuite d'autres possibilités avantageuses. En outre, si la convention d'acquisition de la transaction Kentucky Power était résiliée dans certaines circonstances, la société pourrait être tenue de verser des frais de résiliation de 65 millions de dollars américains. Se reporter à la rubrique *Mises à jour importantes*.

Un regroupement d'entreprises, comme celui envisagé par la transaction Kentucky Power, est assorti de risques qui pourraient avoir une incidence négative importante sur le plan d'entreprise de la société, y compris l'incapacité de dégager les résultats prévus par la société. Rien ne garantit que la société pourra augmenter les rendements sur les capitaux propres gagnés par Kentucky Power ou Kentucky TransCo, que la baisse de la charge constatée à Kentucky Power au cours des dernières années ne se poursuivra pas pour devenir une tendance dominante, ou que la société sera en mesure de dégager en partie ou en totalité les avantages prévus de la transaction Kentucky Power ou de réussir à mettre en œuvre ses objectifs stratégiques liés aux entités acquises, y compris le transfert du contrôle de l'exploitation de la centrale Mitchell de Kentucky Power à Wheeling Power Company et la transition de la composition de la production d'électricité de Kentucky Power vers des sources plus vertes (p. ex., les initiatives visant à verdir les actifs). La capacité de dégager les avantages anticipés et à mettre en œuvre les objectifs stratégiques dépendront en partie de la rétention du personnel, de l'embauche d'autres employés pour remplacer des activités centralisées des vendeurs, de décisions réglementaires favorables et de la réalisation des possibilités de croissance, de l'absence de fluctuations économiques là où les entités acquises mènent leurs activités, et des synergies potentielles au moyen de la coordination des activités et de l'exploitation à celles des entreprises de la société. Il existe un risque que les avantages anticipés et les objectifs stratégiques, en partie ou en totalité, ne se concrétisent pas ou ne soient pas atteints dans les délais prévus par la direction. L'atteinte d'une partie ou de la totalité de ces avantages ou la réussite de la mise en œuvre des objectifs stratégiques pourrait reposer sur divers facteurs, bon nombre hors du contrôle de la société. L'incapacité de dégager les avantages anticipés ou de mettre en œuvre les objectifs stratégiques liés à la transaction Kentucky Power de manière efficiente pourrait avoir un effet néfaste important sur la situation financière, les résultats d'exploitation, la réputation et les flux de trésorerie de la société.

Le changement dans la structure du capital de la société par suite de la transaction Kentucky Power et le plan de financement connexe de la société, qui comprend la possibilité que la société accroisse sa dette (y compris dans la mesure où de nouvelles émissions de billets hybrides ou d'unités de capitaux propres sont traités comme des titres d'emprunt), pourraient faire en sorte que les agences de notation de crédit qui donnent des notes de crédit aux obligations de dettes en circulation qu'elles réévaluent les notes de crédit de la société, voire qu'elles les renvoient à la baisse, ce qui ferait augmenter les coûts d'emprunt de la société et aurait une incidence négative sur le prix du marché des titres en circulation de la société. Se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement – Notes de crédit*.

La transaction Kentucky Power pourrait également entraîner une baisse de la note de crédit de Kentucky Power ou de ses obligations en circulation, et pourrait obliger Kentucky Power à offrir de payer à l'avance un montant de 525 millions de dollars américains en capital sur ces obligations en circulation si la note de crédit en question chutait sous la note qualité investisseur

(ou si les obligations étaient mises sous surveillance ou si on leur attribuait une perspective négative, si elles sont notées BBB par S&P ou Baa3 par Moody's à ce moment-là).

Il pourrait y avoir des passifs que la société n'est pas en mesure de découvrir ou est incapable de quantifier dans le cadre de l'exercice du contrôle préalable, et la société pourrait ne pas avoir de recours pour certains ou la totalité de ces passifs potentiels. Bien que la société ait prévu ce type de passifs potentiels dans le cadre du processus décisionnel l'ayant mené à conclure la convention d'acquisition, rien ne garantit que ces passifs ne dépasseraient pas les estimations de la société. En ce qui a trait à la transaction Kentucky Power, la société a obtenu une police d'assurance pour les représentations et garanties dont la couverture peut atteindre 255 millions de dollars américains, sous réserve d'une franchise initiale de 21 millions de dollars américains. Néanmoins, cette police d'assurance est sous réserve de certaines exclusions et limites, et il pourrait y avoir des circonstances pour lesquelles l'assureur s'efforcera de limiter la couverture ou refusera d'indemniser la société, ou encore pour lesquelles la couverture prévue par la police d'assurance serait autrement insuffisante ou inapplicable.

Kentucky Power et Kentucky TransCo peuvent être parties à d'autres ententes qui incluent des dispositions pour raisons de commodité liées au changement de contrôle ou à la résiliation qui peuvent être déclenchées par suite de la clôture de la transaction Kentucky Power. L'application de ces dispositions sur le changement de contrôle ou la résiliation, si elles sont déclenchées, pourrait entraîner des dépenses ou des paiements au comptant imprévus après la réalisation de la transaction Kentucky Power ou influencer négativement sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entités acquises. À moins du renoncement à ces dispositions en cas de changement de contrôle, ou si les dispositions liées à la résiliation ne sont pas appliquées par l'autre partie, l'application de l'une ou l'autre de ces dispositions pourrait avoir un effet néfaste sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la société et des entités acquises.

La totalité de la production d'électricité de Kentucky Power est produite par la combustion de combustibles fossiles. Ainsi, l'acquisition de Kentucky Power pourrait entraîner des dommages à la réputation de la société et avoir une incidence défavorable sur les perceptions de l'engagement de la société à l'égard des questions environnementales et du développement durable, ainsi qu'à l'égard de la capacité de la société d'atteindre ses objectifs en la matière. L'exploitation de centrales alimentées par des combustibles fossiles, y compris les émissions d'oxydes d'azote, de soufre, de mercure et de particules qui en découlent et la décharge et l'élimination de déchets solides (y compris les résidus de la combustion du charbon), est assujettie à des lois, des règles et des règlements fédéraux, étatiques et locaux et environnementaux importants liés à la qualité de l'air, la qualité de l'eau, la gestion des déchets, les ressources naturelles et la santé et la sécurité. La conformité à ces exigences oblige Kentucky Power à engager des coûts importants, y compris des dépenses d'immobilisations, à l'égard du suivi environnemental, de l'installation d'équipement de contrôle de la pollution, des frais d'émissions, des activités d'élimination de déchets, d'obligations liées aux permis et à la mise hors service d'installations. Si les coûts liés à la conformité deviennent non rentables, Kentucky Power pourrait être tenue de retirer la capacité de production avant la fin de sa durée de vie estimative. Les coûts pour se conformer aux exigences juridiques pourraient aussi avoir une incidence néfaste sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de Kentucky Power et ceux de la société par suite de la clôture de la transaction Kentucky Power. En outre, les effets pourraient être plus importants si les exigences actuelles de gestion et d'élimination des émissions atmosphériques, et d'élimination des déchets et des résidus de la combustion au charbon deviennent plus contraignantes à l'avenir, si des exigences d'exploitation et de permis plus vastes sont imposées ou si d'autres substances associées à la production d'électricité sont assujetties à une réglementation accrue. Bien que Kentucky Power recouvre habituellement les dépenses au titre des technologies de contrôle de la pollution, de la production de remplacement, des soldes dépréciés des centrales et des coûts d'exploitation auprès des clients, rien ne garantit que Kentucky Power serait en mesure d'obtenir une ordonnance tarifaire permettant de recouvrer pleinement les coûts restants associés à ces centrales dans le futur. L'incapacité à recouvrer ces coûts pourrait réduire les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de Kentucky Power et de ceux de la société par suite de la clôture de la transaction Kentucky Power.

En outre, des changements aux lois environnementales, y compris à la réglementation visant les émissions de CO₂, pourraient faire augmenter de manière significative les coûts que devrait engager Kentucky par rapport à ceux engagés jusqu'à maintenant.

Risques découlant de litiges et d'autres éventualités

AQN et certaines de ses filiales sont parties à divers litiges, à des réclamations et à d'autres poursuites judiciaires et instances réglementaires qui surviennent de temps à autre dans le cours normal de leurs activités. Toutes les sommes à payer concernant ces actions en justice sont comptabilisées dans les états financiers au moment où il est conclu qu'une perte financière importante est probable et qu'il est possible d'estimer le montant du passif connexe. Les sommes à recouvrer prévues en vertu des contrats d'assurance sont comptabilisées lorsqu'il est raisonnablement possible de croire qu'elles seront recouvrées.

Incendie de Mountain View

Le 17 novembre 2020, un incendie, aujourd'hui appelé « l'incendie de Mountain View », s'est déclaré sur le territoire de Liberty Utilities (CalPeco Electric) LLC (« Liberty CalPeco »). La cause de l'incendie est encore indéterminée et le service des incendies de la Californie n'a pas encore publié de rapport. La société et certaines de ses filiales sont défenderesses dans six poursuites en cours concernant l'incendie de Mountain View. Quatre de ces poursuites sont intentées par des groupes de plaignants individuels qui invoquent des motifs comme la négligence, l'infirmité de jugement, la nuisance, l'intrusion et les violations des droits du Cal. Pub. Ukl. Code 2106 et du Cal. Health and Safety Code 13007 de la Californie. Dans la cinquième poursuite en cours, County of Mono, Antelope Valley Fire Protection District, Toiyabe Indian Health Project et Bridgeport Indian Colony invoquent des causes d'action similaires et demandent des dommages-intérêts pour les coûts d'extinction de l'incendie, les coûts d'application de la loi, les dommages aux biens et aux infrastructures, et d'autres coûts. Dans la sixième poursuite en cours, un groupe de sociétés d'assurance invoque des motifs comme l'infirmité de jugement et la négligence et demandent le recouvrement des montants payés et à payer à leurs assureurs. Il est impossible de prédire de manière raisonnable l'issue de ces poursuites. Toutefois, Liberty CalPeco entend se défendre vigoureusement. La société a une assurance responsabilité en cas d'incendie de forêt qui devrait s'appliquer jusqu'à la limite de la police applicable.

Procédures d'expropriation d'Apple Valley

Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp (« Liberty Apple Valley ») a fait l'objet d'une poursuite liée à une expropriation déposée par la ville d'Apple Valley. Le 7 mai 2021, la Cour a rendu une décision provisoire rejetant la tentative par la ville de prendre possession du réseau Apple Valley par pouvoir d'expropriation. La décision confirme qu'il est dans l'intérêt de la collectivité que Liberty Apple Valley continue de détenir et d'exploiter le réseau. La ville a déposé des objections relativement à la décision provisoire rendue le 1^{er} juin 2021, et Liberty Apple Valley a déposé sa réponse aux objections de la ville le 18 juin 2021. La Cour a tenu une audience relativement à ces objections le 23 juillet 2021. Le 14 octobre 2021, la Cour a rejeté les objections de la ville et a rendu une décision définitive. Un jugement définitif devrait être inscrit en novembre 2021, ce qui aura pour effet de rejeter la poursuite de la ville et de la contraindre à dédommager Liberty Apple Valley au titre des frais de justice engagés aux fins de la présentation de demandes. La ville peut porter la décision de la cour en appel.

INFORMATIONS FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Le tableau suivant présente un résumé des informations financières trimestrielles non auditées pour les huit trimestres clos le 30 septembre 2021 :

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième trimestre 2020	Premier trimestre 2021	Deuxième trimestre 2021	Troisième trimestre 2021
Produits	492,4 \$	634,5 \$	527,5 \$	528,6 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires	504,2	13,9	103,2	(27,9)
Bénéfice net (perte nette) par action	0,84	0,02	0,16	(0,05)
Bénéfice net dilué (perte nette diluée) par action	0,83	0,02	0,16	(0,05)
Bénéfice net ajusté ¹	127,0	124,5	91,7	97,6
Bénéfice net ajusté par action ¹	0,21	0,20	0,15	0,15
BAIIA ajusté ¹	253,1	282,9	244,9	252,0
Total de l'actif	13 224,1	15 286,1	16 453,7	16 699,0
Dette à long terme ²	4 538,8	6 353,7	6 622,6	6 870,3
Dividende déclaré par action ordinaire	0,16 \$	0,16 \$	0,17 \$	0,17 \$

	Quatrième trimestre 2019	Premier trimestre 2020	Deuxième trimestre 2020	Troisième trimestre 2020
Produits	440,0 \$	465,0 \$	343,6 \$	376,5 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires	172,1	(63,8)	286,2	55,9
Bénéfice net (perte nette) par action	0,34	(0,13)	0,54	0,09
Bénéfice net dilué (perte nette diluée) par action	0,33	(0,13)	0,53	0,09
Bénéfice net ajusté ¹	103,6	103,3	47,4	88,1
Bénéfice net ajusté par action ¹	0,20	0,19	0,09	0,15
BAIIA ajusté ¹	230,4	242,2	176,3	197,9
Total de l'actif	10 920,8	10 900,6	11 188,0	11 739,9
Dette à long terme ²	3 932,2	4 205,1	4 155,1	3 978,0
Dividende déclaré par action ordinaire	0,14 \$	0,14 \$	0,16 \$	0,16 \$

¹ Voir la rubrique *Mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Comprend la tranche à court terme de la dette à long terme, la dette à long terme et les débentures convertibles.

Divers facteurs influent sur les résultats trimestriels, notamment les fluctuations saisonnières et les acquisitions d'installations, tel qu'il en est fait mention dans le présent rapport de gestion.

Les produits trimestriels ont fluctué entre 343,6 millions de dollars et 634,5 millions de dollars au cours des deux dernières périodes de douze mois. Divers facteurs influent sur les résultats trimestriels, notamment les acquisitions, les fluctuations saisonnières, ainsi que les tarifs d'hiver et d'été intégrés dans les CAE. De plus, la fluctuation du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui peut donner lieu à d'importantes variations des produits tirés des activités au Canada, constitue également un facteur susceptible d'avoir une incidence sur les produits d'un exercice à l'autre.

Le bénéfice net trimestriel attribuable aux actionnaires a varié entre une perte de 63,8 millions de dollars et un bénéfice de 504,2 millions de dollars au cours des deux derniers exercices. Les résultats ont été grandement touchés par des éléments sans effet sur la trésorerie comme le recouvrement et la charge d'impôts reportés, l'amortissement des actifs incorporels et des immobilisations corporelles, et les gains et pertes découlant de l'évaluation à la valeur de marché des instruments financiers.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

En date du 30 septembre 2021, les membres de la direction d'AQN ont évalué, sous la supervision et avec la participation du chef de la direction et du chef des finances d'AQN, l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la société (en vertu de la règle 13a – 15(e) et de la règle 15d – 15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* dans sa version modifiée (l'« Exchange Act »)). Cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure qu'au 30 septembre 2021, les contrôles et procédures de communication de l'information d'AQN étaient efficaces de manière à fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée par AQN dans ses documents qui sont déposés ou soumis aux termes de l'Exchange Act est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la SEC, et qu'elle est recueillie puis communiquée à la direction, y compris au chef de la direction et au chef des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information.

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La direction, notamment le chef de la direction et le chef des finances, est responsable de l'établissement et du maintien du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la clôture de la période visée par le présent rapport intermédiaire, la direction avait conçu le contrôle interne à l'égard de l'information financière de manière à fournir une assurance raisonnable, mais non absolue, que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR des États-Unis. La gestion du cadre de contrôle utilisé pour concevoir le contrôle interne à l'égard de l'information financière est celle établie dans le document intitulé Internal Control – Integrated Framework (2013) publié par le COSO.

MODIFICATIONS AU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

LIMITES INHÉRENTES À L'EFFICACITÉ DES CONTRÔLES

En raison des limites qui leur sont inhérentes, les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies qui résultent d'erreurs ou de fraudes. En outre, l'efficacité du contrôle interne est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats par suite d'un changement de situation ou que change le degré de respect envers les politiques et procédures.

PRINCIPALES ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES

AQN a établi ses états financiers consolidés intermédiaires non audités conformément aux PCGR des États-Unis. L'établissement d'états financiers consolidés intermédiaires non audités exige de la direction qu'elle fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs, sur les montants connexes des produits et des charges, ainsi que sur la présentation des actifs et passifs éventuels. Les principaux domaines nécessitant le recours au jugement de la direction se rapportent à la portée des entités consolidées, à la durée de vie utile et à la recouvrabilité des actifs amortissables, à l'évaluation des impôts reportés et à la recouvrabilité des actifs d'impôts reportés, à la réglementation des tarifs, aux produits non facturés, aux prestations et avantages complémentaires de retraite, à la juste valeur des dérivés et à la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations.

Les principales méthodes comptables d'AQN et les nouvelles normes comptables sont présentées respectivement aux notes 1 et 2 des états financiers consolidés intermédiaires non audités.